



## **GREENERGY RENOVABLES, S.A.**

*(constituida e incorporada en España de acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital)*

### **Programa de Pagarés Verdes GREENERGY RENOVABLES 2022 Saldo vivo máximo 150.000.000 EUROS**

#### **DOCUMENTO BASE INFORMATIVO DE INCORPORACIÓN DE PAGARÉS AL MERCADO ALTERNATIVO DE RENTA FIJA (“MARF”)**

GREENERGY RENOVABLES, S.A. sociedad anónima debidamente constituida bajo la legislación española, con domicilio social en calle Rafael Botí, número 26, 28023 Madrid (España), figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al tomo 24.430, folio 112, sección 8ª, hoja M-439.423, inscripción 1ª, provista de número de identificación fiscal A-85130821 y con Identificador de Entidad Jurídica (LEI) número 959800M1FVPL5BMW3R13 (“GREENERGY”, el “Emisor” o la “Sociedad”), solicitará la incorporación de los pagarés (los “Pagarés” o los “Valores”) que se emitan de acuerdo con lo previsto en este documento base informativo de incorporación (el “Documento Base Informativo” o “DBI”) al Mercado Alternativo de Renta Fija (“MARF”).

Los Pagarés que se emitan al amparo de este programa tendrán la consideración de pagarés verdes al emitirse de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por GREENERGY en agosto de 2021 (el “Marco de Greenergy para Financiación Verde”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP).

Excepto cuando el contexto exija o indique lo contrario, todas las referencias que se realizan en este DBI a “Grupo GREENERGY”, al “Grupo”, “nosotros” o expresiones similares en primera persona del plural se referirán conjuntamente a GREENERGY y a las sociedades de su grupo consolidado.

MARF es un Sistema Multilateral de Negociación (“SMN”) y no un mercado regulado, de conformidad con el Real Decreto-ley 21/2017 de 29 de diciembre de medidas urgentes para la adaptación del derecho español a la normativa de la Unión Europea en materia del mercado de valores. Este Documento Base Informativo es el requerido por la Circular 2/2018, de 4 de diciembre, sobre incorporación y exclusión de valores en el MARF (la “Circular 2/2018”).

Los Pagarés estarán representados mediante anotaciones en cuenta correspondiendo la llevanza de su registro contable a la Sociedad de Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (“IBERCLEAR”) que, junto con sus entidades participantes, será la encargada de su registro contable.

#### **Invertir en los Pagarés conlleva ciertos riesgos.**

#### **Lea la sección 1 de factores de riesgo de este Documento Base Informativo.**

MARF no ha efectuado ningún tipo de verificación o comprobación en relación con este Documento Base Informativo de incorporación de pagarés, ni sobre el contenido de la documentación e información aportada por el Emisor en cumplimiento de la Circular 2/2018.

Los Pagarés que se emitan bajo el programa se dirigen exclusivamente a inversores cualificados y clientes profesionales de acuerdo con lo previsto en el artículo 205.1 del Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores (la “Ley del Mercado de Valores”) y el artículo 39 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos.

No se ha llevado a cabo ninguna acción en ninguna jurisdicción a fin de permitir una oferta pública de los Pagarés o de permitir la posesión o distribución del Documento Base Informativo o de cualquier otro material de oferta donde sea requerida actuación para tal propósito. Este Documento Base Informativo no ha de ser distribuido, directa o indirectamente, en ninguna jurisdicción en la que tal distribución suponga una oferta pública de valores. Este Documento Base Informativo no es una oferta pública de venta de valores ni la solicitud de una oferta pública de compra de valores, ni se va a realizar ninguna oferta de valores en ninguna jurisdicción en la que dicha oferta o venta sea considerada contraria a la legislación aplicable. En particular, este Documento Base Informativo no constituye un folleto informativo aprobado y registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la “CNMV”) y la emisión de los Pagarés que se emitan bajo el programa no constituye una oferta pública de conformidad con lo previsto en el artículo 34 de la Ley del Mercado de Valores, lo que exime de la obligación de aprobar, registrar y publicar un folleto informativo en la CNMV.

**LEAD ARRANGER**  
BANKINTER, S.A.

**AGENTE DE PAGOS**  
BANKINTER, S.A.

**ASESOR REGISTRADO**  
NORGESTION, S.A.

**ENTIDADES COLABORADORAS**  
BANKINTER, S.A.  
BESTINVER SOCIEDAD DE VALORES, S.A.  
BANCO DE SABADELL, S.A.

La fecha de este Documento Base Informativo es 14 de septiembre de 2022

## INFORMACIÓN IMPORTANTE

Un potencial inversor no debería basar su decisión de inversión en información distinta a la que se contiene en este Documento Base Informativo. Ninguna de las Entidades Colaboradoras, ni el Agente de Pagos, el Asesor Registrado o el Asesor Legal, asumen responsabilidad alguna por el contenido de este Documento Base Informativo. Las Entidades Colaboradoras han suscrito con el Emisor los respectivos contratos de colaboración para la colocación de los Pagarés, pero ninguna de las Entidades Colaboradoras ni ninguna otra entidad han asumido ningún compromiso de aseguramiento de los Pagarés, sin perjuicio de que cualquiera de las Entidades Colaboradoras podrá adquirir, en nombre propio, una parte de los Pagarés.

**NO SE HA LLEVADO A CABO NINGUNA ACCIÓN EN NINGUNA JURISDICCIÓN A FIN DE PERMITIR UNA OFERTA PÚBLICA DE LOS PAGARÉS O LA POSESIÓN O DISTRIBUCIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO O DE CUALQUIER OTRO MATERIAL DE OFERTA EN NINGÚN PAÍS O JURISDICCIÓN DONDE SEA REQUERIDA ACTUACIÓN PARA TAL PROPÓSITO. ESTE DOCUMENTO NO HA DE SER DISTRIBUIDO, DIRECTA O INDIRECTAMENTE, EN NINGUNA JURISDICCIÓN EN LA QUE TAL DISTRIBUCIÓN SUPONGA UNA OFERTA. ESTE DOCUMENTO NO ES UNA OFERTA DE VENTA DE VALORES NI LA SOLICITUD DE UNA OFERTA DE COMPRA DE VALORES, NI EXISTIRÁ NINGUNA OFERTA DE VALORES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN EN LA QUE DICHA OFERTA O VENTA SEA CONSIDERADA CONTRARIA A LA LEGISLACIÓN APLICABLE.**

**NORMAS EN MATERIA DE GOBERNANZA DE PRODUCTO (*PRODUCT GOVERNANCE*) CONFORME A MiFID II. EL MERCADO DESTINATARIO SERÁ ÚNICAMENTE CONTRAPARTES ELEGIBLES Y CLIENTES PROFESIONALES.**

Exclusivamente a los efectos del proceso de aprobación de los Pagarés como instrumentos financieros o “producto” (en el sentido que a este término se da en MiFID II) que ha de llevar a cabo el Emisor en su condición de “productor”, tras la evaluación del mercado destinatario de los Pagarés se ha llegado a la conclusión de que: (i) el mercado destinatario de los Pagarés está constituido únicamente por “**contrapartes elegibles**” y “**clientes profesionales**”, según la definición atribuida a cada una de dichas expresiones en la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE (“**MiFID II**”), en vigor desde el 3 de enero de 2018, y en su normativa de desarrollo, en particular la Directiva Delegada (UE) 2017/593 de la Comisión de 7 de abril de 2016: y (ii) todos los canales de distribución de los Pagarés a contrapartes elegibles y clientes profesionales son adecuados.

Toda persona que tras la colocación inicial de los Pagarés ofrezca, venda, ponga a disposición de cualquier otra forma o recomiende los Pagarés (a estos efectos, el “**Distribuidor**”), deberá tener en cuenta la evaluación del mercado destinatario definido para este producto. No obstante, todo Distribuidor sujeto a MiFID II será responsable de llevar a cabo su propia evaluación del mercado destinatario con respecto a los Pagarés (ya sea aplicando la evaluación del mercado destinatario del Emisor o perfeccionándola) y de determinar los canales de distribución adecuados.

## **PROHIBICIÓN DE VENTA A INVERSORES MINORISTAS DEL ESPACIO ECONÓMICO EUROPEO**

Los Pagares no están destinados a su oferta, venta o cualquier otra forma de puesta a disposición, ni deben ser ofrecidos, vendidos a o puestos a disposición de inversores minoristas en el Espacio Económico Europeo (el “EEE”).

A estos efectos, por “**inversor minorista**” se entiende una persona que se ajuste a cualquiera de las siguientes definiciones o a ambas:

- (i) “**cliente minorista**” en el sentido previsto en el apartado (11) del artículo 4 (1) de MiFID II; o
- (ii) “**cliente**” en el sentido previsto en la Directiva 2002/92/CE, siempre que no pueda ser calificado como cliente profesional conforme a la definición incluida en el apartado (10) del artículo 4(1) de MiFID II.

En consecuencia, no se ha preparado ninguno de los documentos de datos fundamentales exigidos por el Reglamento (UE) nº 1286/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de noviembre de 2014, sobre los documentos de datos fundamentales relativos a los productos de inversión minorista empaquetados y los productos de inversión basados en seguros (el “**Reglamento 1286/2014**” o el “**Reglamento de PRIIPs**”) a los efectos de la oferta, venta o puesta a disposición de los Pagares a inversores minoristas en el EEE y, por tanto, cualquiera de dichas actividades podría ser ilegal en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de PRIIPs.

## **EMISIÓN DE PAGARÉS VERDES BAJO EL *GREENERGY GREEN FINANCE FRAMEWORK***

El Emisor ha estructurado los Pagares que se emitan al amparo del Programa para que puedan tener la consideración de “*instrumento verde*” de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 (tal y como sea modificado o suplementado en cada momento, el “**Marco de Greenergy para Financiación Verde**”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP) y suscriba contratos de financiación de conformidad con los *Green Loan Principles* (GLP) cuyos fondos se destinen a financiar o refinanciar, total o parcialmente, proyectos existentes o futuros con los que se espere incrementar la cuota de energías renovables dentro del *pool* eléctrico, para lo cual el Emisor ha obtenido con fecha 26 de agosto de 2021 una opinión de experto (*second party opinion*) de Sustainalytics, una firma profesional perteneciente al grupo Morningstar y una de las empresas líderes a nivel mundial en proporcionar servicios ASG (ambiental, social y gobierno corporativo) (“**Sustainalytics**”) confirmando que el Marco de Greenergy para Financiación Verde es creíble y generador de un impacto positivo, y alineado con los cuatro principios fundamentales que componen los GBP y los GLP: uso de fondos (*use of proceeds*), proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*), gestión de los fondos (*management of proceeds*) y emisión de informes (*reporting*).

## ÍNDICE

<b>1. FACTORES DE RIESGO</b> .....	<b>6</b>
1.1. Información fundamental sobre los principales riesgos específicos del Emisor y del Grupo y de sus sectores de actividad y negocio .....	7
1.1.1. Riesgos del sector de actividad y del negocio del Emisor .....	7
1.1.2. Riesgos específicos del Emisor .....	14
1.1.3. Riesgos Financieros .....	19
1.2. Factores de riesgo específicos de los Valores .....	22
<b>2. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR</b> .....	<b>27</b>
<b>3. DENOMINACIÓN COMPLETA DE LA EMISIÓN DE VALORES</b> .....	<b>69</b>
<b>4. PERSONAS RESPONSABLES</b> .....	<b>69</b>
<b>5. FUNCIONES DEL ASESOR REGISTRADO DEL MARF</b> .....	<b>69</b>
<b>6. SALDO VIVO MÁXIMO</b> .....	<b>71</b>
<b>7. DESCRIPCIÓN DEL TIPO Y LA CLASE DE LOS VALORES. NOMINAL UNITARIO</b> .....	<b>71</b>
<b>8. LEGISLACIÓN APLICABLE Y JURISDICCIÓN DE LOS VALORES</b> .....	<b>71</b>
<b>9. REPRESENTACIÓN MEDIANTE ANOTACIONES EN CUENTA</b> .....	<b>72</b>
<b>10. DIVISA DE LAS EMISIONES</b> .....	<b>72</b>
<b>11. CLASIFICACIÓN DE LOS PAGARÉS. ORDEN DE PRELACIÓN</b> .....	<b>72</b>
<b>12. ESTRUCTURACIÓN DE LOS PAGARÉS QUE SE EMITAN AL AMPARO DEL PROGRAMA COMO “PAGARÉS VERDES”</b> .....	<b>72</b>
<b>13. DESCRIPCIÓN DE LOS DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES Y PROCEDIMIENTO PARA EL EJERCICIO DE LOS MISMOS. MÉTODO Y PLAZOS PARA EL PAGO DE LOS VALORES Y PARA LA ENTREGA DE LOS MISMOS</b> .....	<b>74</b>
<b>14. FECHA DE EMISIÓN. PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA</b> .....	<b>75</b>
<b>15. TIPO DE INTERÉS NOMINAL. INDICACIÓN DEL RENDIMIENTO Y MÉTODO DE CÁLCULO</b> .....	<b>75</b>
<b>16. ENTIDADES COLABORADORAS, AGENTE DE PAGOS Y ENTIDAD DEPOSITARIA</b> .....	<b>79</b>
<b>17. PRECIO DE AMORTIZACIÓN Y DISPOSICIONES RELATIVAS AL VENCIMIENTO DE LOS VALORES. FECHA Y MODALIDADES DE AMORTIZACIÓN</b> .....	<b>80</b>
<b>18. PLAZO VÁLIDO EN EL QUE SE PUEDE RECLAMAR EL REEMBOLSO DEL PRINCIP</b>	
<b>19. PLAZO MÍNIMO Y MÁXIMO DE EMISIÓN</b> .....	<b>80</b>
<b>20. AMORTIZACIÓN ANTICIPADA</b> .....	<b>81</b>
<b>21. RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES</b> .....	<b>81</b>
<b>22. FISCALIDAD DE LOS VALORES</b> .....	<b>81</b>
22.1. Inversores personas físicas con residencia fiscal en España.....	83
22.2. Inversores personas jurídicas con residencia fiscal en España .....	85
22.3. Inversores no residentes en territorio español.....	86
22.4. Obligaciones de información .....	89
22.5. Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de los Pagarés .....	90
<b>23. PUBLICACIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO</b> .....	<b>90</b>
<b>24. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO, SUSCRIPCIÓN DE LA EMISIÓN</b> .....	<b>90</b>

23.1. Colocación por las Entidades Colaboradoras .....	90
23.2. Emisión y suscripción de los Pagarés directamente por inversores finales.....	91
<b>25. COSTES DE TODOS LOS SERVICIOS DE ASESORAMIENTO LEGAL, FINANCIERO, AUDITORIA Y OTROS SERVICIOS AL EMISOR CON OCASIÓN DE LA EMISIÓN/INCORPORACIÓN, ASÍ COMO LOS COSTES DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO ASEGURAMIENTO, ORIGINADOS POR LA EMISIÓN Y COLOCACIÓN E INCORPORACIÓN.....</b>	<b>91</b>
<b>26. SOLICITUD DE INCORPORACIÓN DE LOS PAGARÉS AL MARF.....</b>	<b>91</b>
25.1. Plazo de incorporación.....	91
25.2. Publicación de la incorporación de las emisiones de los Pagarés .....	92
<b>27. CONTRATO DE LIQUIDEZ.....</b>	<b>92</b>

**ANEXOS**

<b><u>ANEXO 1: CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 .....</u></b>	<b>95</b>
<b><u>ANEXO 2: CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2020 .....</u></b>	<b>96</b>

## DOCUMENTO BASE INFORMATIVO DE INCORPORACIÓN DE PAGARÉS

### 1. FACTORES DE RIESGO

Las actividades, los resultados y la situación financiera del Emisor y de las sociedades que componen el Grupo GREENERGY están sujetos, principalmente, a riesgos relacionados con el sector de actividad en el que opera, así como a riesgos específicos del Emisor y del Grupo GREENERGY en sus distintas líneas de negocio o actividad. Estos riesgos podrían materializarse o agravarse como consecuencia de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, de negocios y financieras, y, por tanto, cualquier inversor debe tenerlos en cuenta. Adicionalmente, antes de tomar la decisión de suscribir los Pagarés, deben valorarse detenidamente los factores de riesgo relativos a los Pagarés.

Los potenciales inversores deben analizar atentamente los riesgos descritos más adelante, junto con el resto de la información contenida en este Documento Base Informativo y la información pública disponible antes de invertir en los Pagarés:

<http://greenergy.eu/es/inversores/>

<https://www.cnmv.es/portal/Consultas/DatosEntidad.aspx?nif=A85130821>

En el caso de que cualquiera de estos riesgos se materializara, las actividades, los resultados o la situación financiera del Emisor y/o de las sociedades que componen nuestro Grupo, y/o la capacidad del Emisor para reembolsar los Pagarés a vencimiento podrían verse afectados de forma adversa y, como consecuencia de ello, el precio de mercado de los Pagarés podría disminuir y ello causar una pérdida de la totalidad o parte de cualquier inversión en los Pagarés.

El Emisor considera que los factores descritos a continuación representan los riesgos principales o materiales inherentes a la inversión en los Pagarés específicos del Emisor o de sus sectores de actividad, pero el impago de los Pagarés en el momento del reembolso puede producirse por otros motivos no previstos o no conocidos. La mayoría de estos factores son contingencias que, por su naturaleza, pueden producirse o no, y el Emisor no puede manifestar una opinión sobre la probabilidad de que se produzca cualquiera de dichas contingencias.

El Emisor no manifiesta que los factores descritos a continuación sean exhaustivos y es posible que los riesgos e incertidumbres descritos no sean los únicos a los que se enfrente el Emisor y nuestro Grupo. Es posible que riesgos e incertidumbres adicionales actualmente desconocidos o que en estos momentos no se consideren significativos por sí solos o junto con otros (identificados en este Documento Base Informativo o no) puedan tener un efecto material adverso en la actividad, la situación financiera y el resultado de explotación del Emisor y/o de las sociedades que componen nuestro Grupo y, en consecuencia, la capacidad del Emisor para reembolsar los Pagarés a vencimiento, y que ello pudiera resultar en una disminución del precio de mercado de los Pagarés, causando en su caso una pérdida de la totalidad o parte de cualquier inversión en los Pagarés.

El orden en el que se presentan los factores de riesgo expuestos a continuación no es

necesariamente una indicación de la probabilidad de que dichos riesgos se materialicen, de la potencial importancia de los mismos, ni del alcance de los posibles perjuicios para las actividades, los resultados o la situación financiera de nuestro Grupo y/o para los Pagares.

## **1.1. INFORMACIÓN FUNDAMENTAL SOBRE LOS PRINCIPALES RIESGOS ESPECÍFICOS DEL EMISOR Y DEL GRUPO Y DE SUS SECTORES DE ACTIVIDAD Y NEGOCIO**

Los principales riesgos específicos del Emisor y de la actividad del Emisor y de las sociedades dependientes del Emisor que forman parte de nuestro Grupo son los siguientes:

### ***1.1.1. RIESGOS DEL SECTOR DE ACTIVIDAD Y DEL NEGOCIO DEL EMISOR***

#### ***1.1.1.1. Riesgos macroeconómicos derivados de la situación económica y política actual y su impacto en el mercado de las energías renovables***

La evolución de las actividades desarrolladas por el Grupo está estrechamente relacionada, con carácter general, con el ciclo económico de los países y regiones en los que el Grupo está presente. Normalmente un ciclo económico alcista se refleja en una evolución positiva de los negocios del Grupo, mientras que un ciclo económico bajista puede afectar de forma negativa tanto las actividades como la situación financiera y los resultados de explotación del Emisor y/o de las demás sociedades del Grupo.

En este sentido, los resultados del Grupo están ligados, en cierta medida, al estado de la economía de aquellos lugares en los que lleva a cabo su actividad. Así, épocas de mayor crecimiento de la economía han generado una mayor demanda de los servicios del Grupo, mientras que épocas de debilitamiento de la economía han estado ligadas a una menor demanda de los mismos. Dado que el Emisor opera principalmente en mercados situados en Europa y América Latina, le afecta especialmente el ciclo económico y el PIB de estos mercados. Según la actualización del informe sobre la estabilidad financiera mundial del Fondo Monetario Internacional (“FMI”), las condiciones financieras mundiales se han tornado notablemente más restrictivas y los riesgos a la baja para las perspectivas económicas han aumentado como consecuencia de la guerra en Ucrania. Una revaloración abrupta del riesgo debido a la intensificación de la guerra y la consiguiente escalada de las sanciones puede dejar al descubierto algunas de las vulnerabilidades acumuladas durante la Covid-19 y sumarse a ellas, provocando un descenso marcado de los precios de los activos financieros y la economía en su conjunto. (fuente: actualización del Informe sobre la estabilidad financiera mundial, Fondo Monetario Internacional, abril de 2022:

<https://www.imf.org/es/Publications/GFSR/Issues/2022/04/19/global-financial-stability-report-april-2022>).

En particular, existen distintos factores macroeconómicos con influencia en la demanda de energía, ya que existe un alto grado de correlación entre el crecimiento una economía y el consumo de energía eléctrica. Una caída en la demanda de energía, oscilaciones bruscas en el precio de la energía, disrupciones en las cadenas de suministros a nivel global o dificultades en

el acceso o el encarecimiento de la financiación, entre otros factores, podrían afectar negativamente al Grupo.

En particular, la actividad del Grupo está sujeta a riesgos asociados a la cadena de suministro y logística en los mercados en los que opera, ya que la logística implicada en el transporte de equipos, piezas y materiales necesarios en cada Proyecto presenta crecientes retos para la ejecución de cada Proyecto de conformidad con su cronograma y presupuestos, pudiendo provocar encarecimiento y/o retrasos en los Proyectos incluidos en el *pipeline* del Grupo.

Otros factores tales como (i) las tensiones internacionales derivadas de la política internacional, como por ejemplo, la política exterior de Estados Unidos y los conflictos entre Estados Unidos y China; (ii) la situación financiera y la incertidumbre en el escenario internacional; (iii) las tensiones geopolíticas que actualmente han derivado en la invasión militar de Rusia a Ucrania; (iv) la crisis migratoria en Europa; y (v) las acciones terroristas y militares llevadas a cabo en Europa y en otras partes del mundo, podrían afectar negativamente a la situación económica global, de la Eurozona y de España.

En particular, por lo que hace referencia a la invasión militar de Rusia a Ucrania y la posibilidad de que la guerra se extienda a otros países, en especial de Europa, está teniendo ya un impacto negativo relevante en la actividad de los mercados de capitales. Las emisiones de renta fija se han reducido y los deudores están asumiendo mayor coste. Los mercados de capitales están pendientes de la evolución de la guerra y de las medidas que adopte el Banco Central Europeo (BCE) sobre el plan de retirada de estímulos y si esta retirada se frena o pospone pese al repunte de la inflación, y el anuncio de severas sanciones financieras a Rusia está provocando un colapso de la liquidez para todos aquellos activos emitidos por emisores rusos, lo que a su vez genera un cierto contagio para la renta fija privada y, en especial, aquella con menor rating y liquidez. Asimismo, aunque a la fecha de este DBI es difícil de prever su impacto en el negocio del Grupo, la guerra en Ucrania y el riesgo de que la guerra se extienda a otros países puede implicar un incremento en el precio de las materias primas y problemas en la cadena de suministro, que podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

Si bien a la fecha de este Documento Base Informativo el Grupo no tiene actividad ni en Bielorrusia ni Ucrania ni en Rusia, no se puede descartar que el Emisor se vea afectado por el conflicto bélico iniciado a finales de febrero de 2022 en Ucrania, como consecuencia de los impactos que se estima pueden derivarse a nivel económico del mismo. Los efectos del conflicto bélico en la actualidad son inestimables y se han hecho patentes sobre los precios de la energía y otras materias primas, las tensiones en los mercados financieros, el impacto en el crecimiento o la inflación, entre otros. A pesar de que, en la actualidad, con la escasa evidencia disponible, sea imposible evaluar desde una dimensión fundamentalmente cuantitativa el impacto del conflicto, dada su naturaleza y dimensión, es innegable que el mismo tendrá notorias repercusiones negativas en todos los sectores de la actividad económica. En consecuencia, el conflicto podría tener un impacto negativo en el negocio, los resultados y/o la situación financiera y patrimonial del Emisor.

Asimismo, y en relación con el factor de riesgo indicado en el apartado 1.1.3.7 (*Riesgo de tipo*

*de interés*), la situación inflacionaria de las principales economías de la OCDE y, como consecuencia, las subidas de tipos de interés y la retirada de estímulos monetarios por parte de la FED, el BCE y otros bancos centrales, están teniendo un impacto significativo en el coste de la financiación de las empresas y de los países, la liquidez, la inversión, los precios de las materias primas y, en definitiva, sobre el crecimiento económico experimentado en años precedentes, lo cual puede tener asimismo un impacto negativo en el negocio, los resultados y/o la situación financiera y patrimonial del Emisor.

#### **1.1.1.2. Riesgos regulatorios y políticos**

Son aquellos provenientes de cambios normativos establecidos por los distintos reguladores tales como cambios en la retribución de las actividades reguladas o de las condiciones de suministro exigidas, o en la normativa medioambiental o fiscal, incluyendo los riesgos asociados a los cambios políticos que puedan afectar a la seguridad jurídica y al marco legal aplicable a los negocios del Grupo en cada jurisdicción, la nacionalización o expropiación de activos, las medidas intervencionistas de distintas autoridades regulatorias en la formación de precios en los mercados eléctricos en el actual escenario de subida de precios de la electricidad y de inflación, la cancelación de licencias de operación y la terminación anticipada de contratos con la administración.

En relación con las medidas intervencionistas en la formación de precios en los mercados eléctricos la Comisión Europea ha anunciado a finales de agosto de 2022 que tendrá lista en semanas una intervención de emergencia en el mercado eléctrico inspirada en el mecanismo ya habilitado en España y Portugal (la denominada "excepción ibérica") para para limitar el contagio del precio del gas a la factura de la luz, y que, en paralelo, trabaja en una reforma estructural del mercado de la electricidad para inicios de 2023 como grandes vías para aliviar la carestía de electricidad en la Unión Europea.

Las actividades del Grupo están sujetas al cumplimiento de la normativa tanto específica sectorial como de carácter general de las distintas jurisdicciones en las que está presente (normativa contable, medioambiental, laboral, protección de datos o fiscal, entre otras). Asimismo, el desarrollo de las fuentes de energía renovable en ciertos países y regiones sigue teniendo un elevado grado de dependencia de las políticas nacionales e internacionales de apoyo a esta industria. Como en todos los sectores regulados, los cambios normativos podrían tener un impacto sustancial en las actividades del Grupo.

En definitiva, cambios en la regulación del sector eléctrico y, en particular, la del sector de las energías renovables, así como medidas de intervención en la formación de precios y cambios en la normativa fiscal de los países en los que el Grupo opera podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación, y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

Para un resumen de la regulación del sector de las energías renovables en cada uno de los países donde opera el Grupo a la fecha de este DBI, véase el apartado 2.6.13 (*Aspectos del marco regulatorio de producción y venta de energías renovables en cada país donde opera el Grupo que pueden afectar a la actividad del Emisor*) siguiente.

### ***1.1.1.3. La crisis sanitaria del COVID-19 y sus consecuencias económicas y sociales negativas a nivel global podrían afectar negativamente a las actividades y resultados del Grupo***

La crisis sanitaria derivada del coronavirus SARS-CoV-2, causante de la enfermedad denominada COVID-19, declarada “pandemia” por la Organización Mundial de la Salud (OMS) en marzo de 2020, ha tenido un gran impacto negativo a nivel mundial. Ante la rápida propagación del coronavirus a nivel mundial, fueron numerosos los Estados, incluidos el español, cuyos gobiernos tomaron decisiones sin precedentes para contener la propagación del COVID-19, como la declaración de estados de alarma, que incluyeron el establecimiento de restricciones de libertad de movimientos de los ciudadanos. Todo ello implicó una fuerte ralentización en el crecimiento económico de diversos estados, incluyendo España. Además, se han producido interrupciones en la cadena de suministros, subidas de precios de materias primas y precios de energía y contracciones en la oferta de determinados componentes.

La crisis provocada por el COVID-19 llevó a la economía española a registrar un fuerte descenso del producto interior bruto (PIB) del 10,8% en 2020 (estimación de avance anual respecto de 2019, fuente: INE). Este impacto sobre la actividad económica ha sido sólo parcialmente compensado por el crecimiento del PIB de España en el ejercicio 2021, que fue del 5,2% (avance respecto de 2020, fuente: INE). La incertidumbre provocada por la prolongación de la crisis del COVID-19 impide realizar una estimación fiable de su impacto sobre las economías locales e internacionales en 2022 y años sucesivos, en los que el PIB en España podría experimentar una ralentización de su aumento o incluso decrecimientos. Asimismo, el Índice de Precios de Consumo (IPC) experimentó una subida del 6,5% en el ejercicio 2021 en España (fuente: INE). Aunque las previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI) estiman un crecimiento del PIB en España del 5,8% (proyecciones respecto de 2021, fuente: FMI) para 2022, estas estimaciones podrían no cumplirse.

Por todo ello y especialmente a partir de nuevas variantes del COVID-19, las consecuencias negativas económicas, sociales o de otro tipo en España o a nivel global derivadas de la pandemia del COVID-19 y sus distintas variantes actuales o futuras, podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y/o la situación financiera del Grupo.

Hasta la fecha de este DBI, aunque se han producido ciertos retrasos en la conexión de algunos parques como consecuencia de la pandemia, los efectos no han sido significativos y, conforme a las estimaciones actuales de los Administradores del Emisor, no se estiman efectos relevantes ni para el ejercicio de 2022 ni para el ejercicio de 2023.

### ***1.1.1.4. Riesgos de Competencia de Mercado***

El mercado de las energías renovables en los países en los que GREENERGY se encuentra presente es un mercado donde conviven múltiples actores o players de diferentes tamaños, capacidades y nacionalidades. Los grandes players internacionales pueden contar con mayor capacidad técnica y financiera para poder optar a captar los distintos proyectos energéticos de cada país en sus distintas fases.

Asimismo, por lo que se refiere a riesgos por la competencia de otras fuentes de energía

distintas a las renovables, posibles descensos en el futuro de los precios de otras fuentes de energía (e.g. carbón, petróleo, gas incluyendo GNL) podría hacer, en términos relativos, menos competitiva la energía renovable respecto a dichas otras fuentes, lo que podría originar un descenso del valor de los activos de GREENERGY y la rentabilidad de los mismos.

Adicionalmente, en el entorno de mercado en el que GREENERGY opera, puede existir un riesgo de sobredemanda de paneles solares y otros componentes de una PV en un momento determinado en el que el Grupo tenga la intención de realizar un pedido relevante para la adquisición de dichos componentes que podría impedir la compra o retrasar la entrega de éstos a GREENERGY o que los adquiriese a precios más elevados, lo que podría afectar negativamente a los Proyectos y, por tanto, provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, resultados y situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.5. Riesgo de Mercado***

El mercado en el que el Grupo opera es el relacionado con el sector de la producción y comercialización de energías renovables. El riesgo de mercado que presenta el sector se fundamenta en el complejo proceso de formación de los precios en cada uno de los países o mercados en los que el Grupo GREENERGY desarrolla su negocio. En general, el precio de los productos que ofrece el sector de las energías renovables contiene un componente regulado y un componente de mercado. El primero está en manos de las autoridades públicas competentes en cada país o mercado, por lo que puede variar en cualquier momento si dichas autoridades lo consideren oportuno, ocasionando una obligación de adaptación por parte de todos los agentes del mercado, incluyendo a las sociedades del Grupo que actúen en dicho país. Esto podría afectar al coste de producción de energía y su vertido a red y, por lo tanto, al precio pagado por los clientes del Grupo GREENERGY, bien en la negociación de precios de compraventa de Proyectos, bien en la formación de precios de venta en el mercado *wholesale* (“*merchant*”) así como bajo los PPAs.

En cuanto al componente de mercado, existe el riesgo de que los competidores del Grupo GREENERGY, tanto de energías renovables como de fuentes de energía convencionales sean capaces de ofrecer precios menores, generando una competencia en el mercado que, vía precio, pueda poner en peligro la estabilidad de la cartera de clientes del Grupo GREENERGY y, por lo tanto, podría provocar un impacto sustancial negativo en sus actividades, sus resultados y su situación financiera.

#### ***1.1.1.6. La fluctuación de los precios de los materiales de construcción y materias primas podría afectar negativamente al Grupo.***

Cualquier incremento en los precios de las materias primas y materiales de construcción e instalación de una planta de energía renovable (PV o PE) podría dificultar alcanzar las rentabilidades esperadas o generar pérdidas en su posterior rotación por venta a terceros inversores o, si se mantuviera en el balance, en la generación de ingresos por venta de energía como IPP.

En general, entre 2021 y 2022, los principales materiales de construcción y materias primas han mostrado un incremento de su precio y una gran volatilidad. Si estos incrementos de

precio continúan en el futuro, las actividades, resultados y situación financiera del Grupo podrían experimentar un impacto sustancial negativo.

#### ***1.1.1.7. Riesgos derivados de la volatilidad de los recursos solar y eólico por las condiciones meteorológicas durante determinados períodos.***

La producción de energía de los Proyectos está directamente ligada al recurso solar o, en su caso, eólico disponible. A mayor recurso, mayor es la producción de energía eléctrica y mayor es el ingreso variable por venta a mercado (*merchant*), y mayores serían las estimaciones de ingresos utilizadas para la fijación de precios en procesos de venta de Proyectos. Posibles variaciones en el recurso disponible de un año a otro podrían afectar negativamente a los ingresos del Grupo, y, por tanto, provocar un impacto sustancial negativo en sus actividades, resultados y situación financiera.

#### ***1.1.1.8. Riesgo meteorológico, de desastres naturales y de actos vandálicos o terroristas***

El Grupo podría verse afectado negativamente por averías, catástrofes, desastres naturales, por el cambio climático o por imprevistos geológicos en los Proyectos, o por actos vandálicos o terroristas sobre las instalaciones.

Las condiciones meteorológicas adversas, así como los desastres naturales, accidentes u otros imprevistos medioambientales, y actos criminales de vandalismo o terrorismo sobre las instalaciones de los Proyectos o de las infraestructuras comunes, pueden producir retrasos en las reparaciones o actuaciones de mantenimiento correctivo en las instalaciones de generación de energía de los distintos Proyectos, afectando de manera relevante al funcionamiento de los mismos y, en su caso, a la fijación de precios en procesos de venta de Proyectos.

Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, resultados y situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.9. Riesgo de restricción de evacuación por congestión en nudo de transporte***

La entrada masiva de proyectos solares en el sistema eléctrico puede ocasionar una saturación del sistema, ante la imposibilidad de transportar toda esa energía en ciertos momentos del año, desde el origen hasta las zonas de consumo. Si la capacidad de transporte es inferior a la energía producida por las plantas, el operador obligaría a los proyectos a reducir su producción. Esta reducción de producción no sería recompensada y el proyecto tendría una menor generación que la estimada al momento de construir la planta, lo que podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados o la situación financiera del Grupo GREENERGY.

#### ***1.1.1.10. Riesgo de cambio climático***

Los efectos del cambio climático pueden dañar las instalaciones del Grupo, causar un impacto negativo en la producción de electricidad y, en consecuencia, en las ventas de energía. por el aumento de las temperaturas y episodios climatológicos extremos.

Las condiciones meteorológicas adversas, pueden producir retrasos en las reparaciones o actuaciones de mantenimiento correctivo en las instalaciones de generación de energía de los distintos Proyectos, afectando de manera relevante al funcionamiento de estos y, en su caso, a

la fijación de precios en procesos de venta de Proyectos, lo cual podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, resultados y situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.11. Riesgo reputacional (impacto en la biodiversidad)***

Se observa un aumento en la desconfianza de la sociedad frente al impacto medioambiental de las renovables, los artículos en prensa sobre los impactos en la biodiversidad son cada vez más frecuentes. Este potencial impacto negativo en el valor de la Sociedad incluye ambas tecnologías, solar y eólica, y el riesgo vinculado a cambios en la opinión pública no se limita solo a grupos ecologistas dado que la sociedad en general y los inversores están cada vez más concienciados. Un daño reputacional en el Grupo por estas razones podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, resultados y situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.12. Riesgo fiscal***

GREENERGY está sujeta al cumplimiento de obligaciones fiscales en cada uno de los países donde opera, así como al pago de diferentes impuestos, tributos, tasas etc., en cada uno de estos países. El incumplimiento de estas obligaciones fiscales, así como la mala interpretación de la normativa fiscal en cada uno de los países supone un riesgo para GREENERGY en el caso de sufrir inspecciones fiscales con resultados desfavorables.

Asimismo, se podrían producir cambios en la normativa fiscal aplicable, o en su interpretación, en alguno de los países donde el Grupo opera, que pudieran implicar una subida en los tipos impositivos de los distintos tributos aplicables a los resultados de las Filiales y al reparto de dividendos a la Sociedad, así como en las tasas impositivas que se pudieran aplicar sobre la producción y venta de energía.

Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.13. Riesgo de corrupción***

Consiste en el riesgo de que por acción u omisión los empleados de GREENERGY puedan desviar la gestión de lo público hacia un beneficio privado, así como que puedan incurrir en malversación de fondos, tanto con entidades públicas como privadas, de forma que se pueda llegar a hacer responsables o a relacionar a algunos empleados de GREENERGY con prácticas de corrupción, lo cual podría generar pérdidas o sanciones al Grupo y afectar negativamente a su reputación. Ello podría provocar un impacto sustancial negativo las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.14. Riesgos de tecnologías de la información***

Entre los riesgos relativos a las tecnologías de la información empleadas por el Grupo GREENERGY, pueden destacarse los siguientes:

- (i) Riesgo de que los sistemas de información no dispongan de mecanismos adecuados para proteger la infraestructura y los datos críticos ante eventos como robos, corrupción, uso no autorizado, virus, sabotaje, etc.
- (ii) Riesgo de que los sistemas de información no dispongan de capacidad o no se encuentren

adecuadamente interconectados para proporcionar una información fiable, íntegra y exacta, completa y puntual, útil, para la gestión y toma de decisiones.

(iii) Riesgo de incapacidad para proporcionar una infraestructura tecnológica adecuada para capturar, gestionar, retener y transferir los datos necesarios para los requerimientos del negocio en un entorno seguro y a un coste razonable.

La materialización de cualquiera de estos riesgos podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.1.15. Riesgos en relación con la comunidad local***

La construcción de las plantas de producción de energía solar o eólica genera, por un lado, impactos negativos en el entorno (ruido, tráfico, impacto visual) y, por otro, expectativas de empleo en la zona de ubicación de los Proyectos, sobre todo cuando se trata de plantas de gran tamaño. Existen, por tanto, riesgos derivados de la gestión de la comunicación con la comunidad (quejas, información de progreso del Proyecto, etc.) así como de cumplimiento de expectativas de generación de empleo local.

Si cualquiera de estos riesgos llegara a materializarse, podría provocar una percepción social negativa del Proyecto en cuestión por parte de la comunidad local, la ausencia de colaboración por autoridades o de la comunidad en su conjunto, o el entorpecimiento de las obras y de la fase de operación, y desde el punto de vista de la responsabilidad social, la imagen de la Sociedad podría sufrir importantes daños reputacionales ya que la integración de la sostenibilidad en todas las fases del negocio y la creación de impacto positivo en el entorno de sus proyectos son componentes esenciales de su estrategia ESG. Estos daños reputacionales podrían tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

### ***1.1.2. RIESGOS ESPECÍFICOS DEL EMISOR***

#### ***1.1.2.1. Riesgo de exposición a LATAM y España***

Hasta la fecha de este DBI, sin perjuicio de la expansión a nuevos mercados europeos (por ejemplo, Italia, Reino Unido y Polonia) y de Estados Unidos, como se describe en este DBI, la actividad del Grupo GREENERGY se ha centrado en LATAM, principalmente en Chile, y en España.

A 31 de diciembre de 2021, el 44,9% del Total Ingresos Ajustados a nivel consolidado (MAR no auditada; véase Anexo 2 de Definiciones) correspondían a Proyectos en Chile, y el 46,4% del Total Ingresos Ajustados a Proyectos en España. Por tanto, cualquier cambio adverso que afecte en un futuro a la economía o a la situación política de LATAM (Chile principalmente) o de España podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

### ***1.1.2.2. Endeudamiento financiero y riesgo de falta de suficiente capacidad financiera para desarrollar nuevos Proyectos***

La deuda financiera neta a nivel consolidado era aproximadamente de 236,9 millones de euros a 31 de diciembre de 2021, y de 126 millones de euros a 31 de diciembre de 2020, aunque debe advertirse la mejora del ratio de endeudamiento que pasa de 4,29 en el ejercicio 2020 a 2,81 en el ejercicio 2021, debido al fortalecimiento de la posición de tesorería como consecuencia de la ampliación de capital realizada en marzo de 2021.

Aunque la Sociedad considera que dispondrá de la tesorería suficiente para acometer el desarrollo de los Proyectos incluidos en el plan de negocio, la eventual falta de capacidad financiera podría impedir el desarrollo o construcción de los Proyectos, así como obligar a la Sociedad a desinvertir anticipadamente en los mismos con rentabilidades menos atractivas que las esperadas o con generación de pérdidas. Ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

### ***1.1.2.3. Negociación a la baja o rescisión de los contratos de servicios***

Los Contratos de O&M y/o los Contratos de Asset Management que el Grupo mantiene con terceros, si bien son a largo plazo, podrían ser negociados a la baja o rescindidos por los clientes, lo cual aunque, en su caso, otorguen derecho a las indemnizaciones que correspondan bajo estos contratos, podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, resultados y situación financiera del Grupo.

### ***1.1.2.4. Dependencia de un número limitado de proveedores y subcontratistas***

Como es práctica habitual en la industria, una gran parte de los trabajos de transporte de componentes, instalación, construcción, operación y gestión de los activos puede ser objeto de subcontratación u *outsourcing* por parte del Grupo GREENERGY con distintos proveedores especializados en cada uno de estos trabajos y servicios, y con los medios necesarios en cada uno de los países donde el Grupo GREENERGY opera. El Grupo GREENERGY cuenta con una relación a largo plazo con proveedores y subcontratistas, que en el pasado han demostrado solvencia técnica y financiera. No obstante, la subcontratación implica riesgos operativos y de crédito de cada uno de estos proveedores y subcontratistas. Interrupciones o retrasos importantes en el suministro de productos y servicios por cualquiera de estos proveedores podrían afectar negativamente al Grupo que tendría que acudir al mercado para tratar de encontrar otros proveedores que les sustituyeran, los cuales podrían no estar disponibles o exigir precios más elevados. Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

### ***1.1.2.5. Falta de obtención o pérdida de permisos, licencias y autorizaciones (PLAs)***

Para la construcción de una planta solar fotovoltaica o de un parque eólico, así como para su posterior operación, mantenimiento y venta de energía, así como para la consecución de los permisos de acceso y conexión a red, cada Proyecto está sujeto a la obtención de un conjunto de licencias, permisos y autorizaciones (los “PLAs”). La obtención de los PLAs está sujeta a una profusa normativa, esencialmente local y/o regional, que puede ser distinta en cada una de

las regiones donde el Grupo opera, que cuentan con diferentes plazos de obtención y posibles condicionantes determinados por las autoridades correspondientes tanto para su obtención como para su posterior mantenimiento. Este riesgo afecta a los Proyectos que se encuentran en fase de desarrollo inicial o avanzado. La falta de obtención de cualquiera de los PLAs o una demora significativa en su obtención podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

#### ***1.1.2.6. Riesgo vinculado a la obtención y mantenimiento de derechos de uso sobre terrenos y de servidumbres***

Para la instalación de un parque fotovoltaico o de un parque eólico en un determinado emplazamiento, el Grupo requiere la obtención y mantenimiento de derechos de propiedad o, en la mayor parte de los casos, derechos de uso o utilización de terrenos propiedad de terceros (e.g. contratos de arrendamiento, derechos de superficie o cualquier otro que resulte de aplicación bajo la legislación de cada país), incluyendo asimismo servidumbres de acceso, paso y conducciones que sean necesarios para permitir el acceso al emplazamiento y el vertido de la energía producida por cada Proyecto al correspondiente punto de conexión a subestaciones y otros elementos de la correspondiente infraestructura eléctrica. El retraso o la falta de obtención o mantenimiento de los diferentes derechos de uso sobre terrenos y de servidumbre podría retrasar o impedir la construcción o instalación de los Proyectos, lo cual podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.7. Riesgo vinculado a la creación de agrupaciones temporales de empresas para la construcción de infraestructuras comunes***

Puede ser necesario alcanzar acuerdos con terceros productores para la constitución de agrupaciones temporales de empresas, comunidades de bienes o figuras análogas que sean necesarias o convenientes para la construcción y mantenimiento de subestaciones de transformación y otras infraestructuras comunes a varios proyectos. En este sentido, los riesgos asociados a la realización de inversiones conjuntas del Grupo con otros terceros en determinados Proyectos, en particular para la realización de ciertas infraestructuras comunes para la transformación y vertido a red de la energía producida de conformidad con unos cronogramas y presupuestos, podrían afectar negativamente al Grupo si finalmente no se alcanzan este tipo de acuerdos o si una vez constituidas estas agrupaciones temporales de empresas surgiesen discrepancias con estos terceros. Todo ello, podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.8. Reparaciones requeridas en los componentes de los Proyectos y una eventual insuficiencia de las coberturas de seguro contratadas***

Los componentes de las plantas solares o de los parques eólicos, según sea el caso, están expuestos a daños procedentes de posibles terremotos, incendios, inundaciones, accidentes u otros desastres naturales. Si bien a juicio de la Sociedad, el Grupo tiene contratados seguros con las coberturas habituales en el sector de “*developers*” de proyectos de energías renovables, si alguno de estos daños no estuviese asegurado o supusiese un importe mayor a

la cobertura contratada, hubiese un retraso en la reparación o sustitución de los activos dañados, o hubiera un riesgo de crédito en la compañía aseguradora correspondiente, GREENERGY tendría que hacer frente a los mismos además de a la pérdida relacionada con la inversión realizada y los ingresos previstos. Todo ello podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.9. Riesgo tecnológico, de explotación y/o desmantelamiento o re-maquinación de proyectos renovables***

La explotación de los PVs y de los PEs puede ser un proceso de moderada complejidad técnica y administrativa que requiere una cierta atención, recursos y conocimiento. Incluso a pesar de una buena operación, mantenimiento y gestión de cada Proyecto, se pueden producir averías o problemas con las instalaciones técnicas de difícil solución que dejen los equipos fuera de operación de forma total o parcial de manera temporal o incluso definitiva.

Asimismo, una vez finalizada la vida útil de cada Proyecto, se pueden producir elevados costes de desmantelamiento de los Proyectos, en particular, de los parques eólicos. También se podría dar el caso de tenerse que realizar un desmantelamiento anticipado o una sustitución de los principales componentes (e.g. placas, aerogeneradores) por finalización de su vida útil.

Todo ello podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.10. Riesgo reputacional***

Una gestión medioambiental del Grupo por debajo de las expectativas de sus grupos de interés podría tener un impacto negativo en la imagen y el valor de la Sociedad, así como en su capacidad de crecimiento y de desarrollo de futuros proyectos. Los impactos concretos dependen de las características de cada emplazamiento, pero, en general, abarcan a la atmósfera (polvo, emisiones), el suelo (contaminación por derrames, movimiento de tierras), agua subterránea y superficial (vertidos, alteraciones de cauce o caudal), la vegetación (daños planificados o accidentales a la vegetación presente), la fauna (nidificación, accidentes de tráfico, alteración del hábitat), el paisaje (impacto visual) así como el Patrimonio (elementos arqueológicos). Un eventual daño reputacional del Grupo por un impacto o perjuicios medioambientales podría afectar negativamente a la Sociedad.

En segundo lugar, por lo que se refiere al riesgo reputacional relativo a la credibilidad en los mercados de capitales, un incumplimiento por parte de la Sociedad de sus planes estratégicos, ya sean operacionales u operativos, anunciados al mercado en presentaciones a inversores podría afectar negativamente a la imagen del Grupo y a su credibilidad en los mercados de capitales.

En tercer lugar, cada vez son más importantes los riesgos reputacionales relativos a gobierno corporativo, entendidos como aquellos riesgos derivados del incumplimiento de los Estatutos y Reglamentos del Consejo y demás órganos delegados del Consejo, Código de Ética, Reglamento Interno de Conducta, normativa interna del Grupo y en general de las recomendaciones de buen gobierno, que podrían afectar de forma negativa a la consecución

de los objetivos estratégicos del Grupo, a su imagen y al valor económico de la Sociedad.

Cualquiera de estos factores podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.11. Rescisión de los contratos de venta de energía (PPA)***

Ante un supuesto de incumplimiento por parte del *offtaker*, se puede activar el mecanismo de resolución anticipada del contrato PPA. En particular, si ocurre un supuesto de resolución anticipada del PPA correspondiente, el Proyecto de que se trate deja de tener un precio fijo para el plazo que quedaba de PPA y el mercado eléctrico (pool) se convierte en su fuente de ingresos. Las penalizaciones por resolución anticipada intentan cubrir al proyecto de una posible pérdida de ingresos por el cambio en su esquema retributivo, pero podría no ser suficiente para cubrir totalmente dicha pérdida debido a la volatilidad del mercado mayorista y a la imposibilidad de predecir al momento de la terminación del contrato el precio que habrá en los siguientes años. Por tanto, la resolución anticipada de los PPA podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.12. Riesgo de incumplimiento contractual por parte de los proveedores***

Este riesgo hace referencia al riesgo de incumplimiento contractual por parte de los proveedores provocados por, cambios en los precios, retrasos, calidad de los materiales servidos, principalmente debidos a la situación económica global que está afectando de forma relevante a la cadena de suministros a nivel mundial (véase factor de riesgo 1.1.2.4. (“*Dependencia de un número limitado de proveedores y subcontratistas*”). La materialización de cualquier tipo de incumplimiento o retraso significativo en la entrega al Grupo de estos materiales podría tener un impacto sustancial negativo sobre sus actividades, resultados de explotación y situación financiera.

#### ***1.1.2.13. Riesgo de retención y captación de talento***

Para cumplir con el plan de crecimiento de la Sociedad es necesario una estructura capaz de desarrollar proyectos y ejecutar la construcción de estos en los plazos fijados en el plan estratégico. El crecimiento proyectado requerirá de un aumento en el tamaño del equipo actual. El sector de la energía solar está actualmente experimentando un auge y crecimiento elevados y la capacidad de atraer personal cualificado y retenerlo frente a competidores, es una pieza clave para asegurar el éxito y progreso hacia las metas fijadas. En el caso de que GREENERGY no pudiese retener sus empleados o contratar profesionales cualificados podría producirse un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo.

#### ***1.1.2.14. Riesgo de dependencia de los principales miembros de su equipo directivo, de algunos empleados y de su conocimiento y experiencia en el sector de la energía renovable.***

GREENERGY dispone de personal directivo que acumula experiencia, conocimiento y talento adquirido a lo largo de los años en la propia GREENERGY y en otras empresas del sector.

Estas personas resultan claves para el presente y, sobre todo, para el futuro de GREENERGY y la implementación con éxito del Plan de Negocio descrito en páginas anteriores. De especial relevancia resulta la figura de D. David Ruiz de Andrés (CEO y fundador de GREENERGY), que sigue siendo el mayor accionista de la Sociedad y una persona clave en el desarrollo y gestión del Grupo, aunque el gobierno corporativo se haya reforzado de manera significativa en los últimos años con un Consejo de Administración y equipo de alta dirección de reconocido prestigio y trayectoria en todos sus miembros (véase apartado 2.5. - *Órganos de administración y gestión*, de este DBI). La salida de D. David Ruiz de Andrés (especialmente) o de alguna de estas personas podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

#### ***1.1.2.15. Riesgo derivado de la pertenencia del Emisor a un Grupo de Consolidación Fiscal hasta el ejercicio fiscal de 2018***

Hasta el ejercicio fiscal correspondiente a 2018 (inclusive) como consecuencia de que el porcentaje accionarial Daruan Group Holding, S.L. era superior al 75%, la Sociedad tenía la obligación de formar grupo de consolidación fiscal con e Daruan Group Holding, S.L., aunque esta obligación dejó de aplicar para los ejercicios fiscales 2019 y siguientes, una vez que el porcentaje accionarial de Daruan Group Holding, S.L. descendió por debajo del referido 75%.

La formación de un grupo de consolidación fiscal implica la responsabilidad solidaria de las deudas tributarias entre todas las sociedades españolas que forman parte de un grupo de consolidación fiscal, de conformidad con la legislación fiscal aplicable). Por tanto, una eventual deuda tributaria de Daruan Group Holding, S.L. durante los periodos impositivos de 2018 y anteriores no prescritos podría tener que ser asumida por GREENERGY y, por tanto, provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

En este sentido, el Emisor no tiene conocimiento de reclamaciones fiscales contra Daruan Group Holding, S.L. o las filiales que formaban parte de su grupo de consolidación fiscal para el periodo impositivo no prescrito de 2018, ni que se haya podido interrumpir el periodo de prescripción legalmente establecido por lo que se refiere a los periodos impositivos anteriores.

### ***1.1.3. RIESGOS FINANCIEROS***

#### ***1.1.3.1. Riesgo de crédito***

El riesgo de crédito consiste en que la contrapartida de un contrato incumpla sus obligaciones contractuales, ocasionando una pérdida para el Grupo. En relación con este riesgo, GREENERGY mantiene un riesgo de crédito con sus contrapartes contractuales, ya sea con sus proveedores externos, los inversores adquirentes de Proyectos, los clientes por servicios de O&M y Asset Management, los *offtakers* bajo PPAs o el sistema PMGD en Chile. Un eventual incumplimiento contractual de una contraparte de GREENERGY podría provocar un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo.

### **1.1.3.2. Riesgo de falta de liquidez**

Se denomina riesgo de falta de liquidez a la probabilidad de que GREENERGY no sea capaz de atender sus compromisos financieros en el corto plazo. Al ser un negocio intensivo en capital y con deuda a largo plazo, es importante que la Sociedad analice los flujos de caja generados por el negocio para que pueda responder al pago de la deuda, tanto financiera como comercial. El riesgo de liquidez deriva de las necesidades de financiación de la actividad del Grupo GREENERGY por los desfases temporales entre necesidades de inversión y operativas y generación de fondos. Si en el futuro los flujos de caja que la Sociedad generara a corto plazo fueran insuficientes para atender sus deudas a corto plazo, esta falta de liquidez podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

### **1.1.3.3. Riesgo de incumplimiento de obligaciones de pago y ejecución de garantías otorgadas bajo esquemas de Project Finance**

Como es práctica habitual en financiaciones estructuradas bajo esquemas de *Project Finance*, las entidades financiadoras de dichos esquemas cuentan con garantías reales (e.g. prendas) sobre las acciones de las Filiales constituidas como *SPVs* y/o sobre los principales activos de cada Proyecto, así como ciertas obligaciones de la Sociedad de aportaciones de fondos adicionales contingentes como “sponsor” de los Proyectos hasta el cumplimiento de ciertos hitos, principalmente el COD de cada Proyecto.

Sin perjuicio de la posibilidad que tiene cada SPV y, en última instancia, la Sociedad como sponsor mediante aportaciones de capital (*equity cure*) de subsanar incumplimientos de obligaciones de pago (por vencimiento ordinario de cuotas de principal e intereses, o por amortización anticipada por incumplimiento de otras obligaciones financieras, de hacer o no hacer), la ejecución de garantías personales o reales por parte de las entidades financiadoras sobre las acciones de la SPV en cuestión y/o activos relevantes de cada Proyecto podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

### **1.1.3.4. Riesgo de las condiciones de avales y ejecución de los mismos**

Para que las sociedades del Grupo puedan desarrollar su actividad como “*developers*” de Proyectos de energías renovables en cada uno de los mercados en los que el Grupo está presente, GREENERGY tiene que aportar avales y garantías a las autoridades competentes con objeto de obtener y mantener los PLAs relevantes en cada Proyecto, y asimismo puede requerirse el otorgamiento de garantías de ejecución de EPC y de cumplimiento (*performance bonds*) bajo acuerdos marco de EPC a favor de clientes que hayan encargado al Grupo GREENERGY la construcción de uno o varios Proyectos. Como regla general, dichas garantías son aportadas en forma de avales bancarios, estando varios de éstos garantizados por la posición excedentaria de liquidez del Grupo. En el caso de que las entidades financieras que conceden los referidos avales decidiesen cancelar los mismos, la operativa del Grupo se vería restringida, pudiendo ello afectar a su propia viabilidad para Proyectos futuros. Igualmente, en el caso de que estas entidades financieras modificasen de forma sustancial las condiciones de los avales concedidos (e.g. coste, plazos o garantías), el Grupo podría verse afectado

negativamente.

Si en el futuro las obligaciones garantizadas por estos avales bancarios se incumpliesen y, por tanto, dieran lugar a una ejecución de los avales por parte de su beneficiario, GREENERGY tendría la obligación de pagar al avalista bajo los correspondientes acuerdos de contragarantía, detrayendo liquidez del Grupo, lo cual podría provocar un impacto sustancial negativo en sus actividades, resultados y situación financiera.

#### **1.1.3.5. Riesgo de tipo de cambio de divisa**

GREENERGY desarrolla gran parte de su actividad económica en el extranjero y fuera del mercado europeo, en particular en cinco países de Latinoamérica. Una parte sustancial de los ingresos del Grupo están denominados en moneda distinta al euro, concretamente en dólares americanos. De la misma forma, una gran parte de los gastos e inversiones, fundamentalmente los gastos en aprovisionamientos necesarios para la actividad de construcción/EPC y las inversiones en desarrollo de proyectos, también se obtienen en dólares americanos. Por tanto, la moneda utilizada en el curso normal de la actividad empresarial en LATAM es la moneda local o el dólar americano. Como consecuencia de variaciones en el valor de las divisas locales de LATAM y del dólar americano con respecto al euro, fundamentalmente el dólar americano, y aunque la Sociedad pueda contar con mecanismos o contratos de cobertura (*hedge agreements*) sobre el tipo de cambio de estas divisas, el Grupo GREENERGY podría sufrir un impacto sustancial negativo en sus actividades, sus resultados de explotación y su situación financiera.

#### **1.1.3.7. Riesgo de tipo de interés**

Las variaciones de los tipos de interés variable (e.g. EURIBOR, LIBOR) modifican los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a dichos tipos, en particular del endeudamiento financiero a corto y largo plazo. El objetivo de la política de gestión del riesgo de tipo de interés por parte del Grupo GREENERGY es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda financiera con el objetivo de reducir en la medida de lo posible el coste financiero de la deuda. Si futuras financiaciones fueran referenciadas a tipo variable o se encarecieran los tipos fijos de interés como consecuencia de una subida de los tipos de interés de referencia (EURIBOR o LIBOR), ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados o la situación financiera del Grupo GREENERGY.

Las políticas monetarias expansivas de los bancos centrales, y entre ellos del Banco Central Europeo (el “BCE”) como respuesta a la crisis financiera de 2008 y a las más reciente de la Covid-19, unida a los bajos tipos de interés, y a desajustes en las cadenas de suministro consecuencia de la fuerte demanda mundial tras la salida de la crisis de la COVID-19, y todo ello acrecentado por la invasión militar de Rusia a Ucrania iniciada el pasado mes de febrero de 2022, han disparado el coste del petróleo, del gas y de la electricidad, provocando un fuerte incremento de la inflación no sólo en España sino también en el resto de países donde opera el Grupo.

En particular, por lo que se refiere a la zona euro, la inflación interanual en el mes de agosto se ha situado en el 9,1%, frente al 8,9% registrado en julio, en lo que supone el mayor

encarecimiento de los precios en la región del euro de toda la serie histórica y más de cuatro veces la meta de estabilidad de precios del 2% del BCE, según los datos publicados por la oficina comunitaria de estadística, Eurostat (fuente: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/euro-indicators/prices>).

Este escenario de fuertes tasas de inflación está provocando la subida de los tipos de interés oficiales por parte de los distintos bancos centrales como medida para reducir las altas tasas de inflación. En este sentido, el pasado mes de julio, el BCE subió los tres tipos de interés oficiales (*i.e.* el tipo de interés de las operaciones principales de financiación y los tipos de interés de la facilidad marginal de crédito y de la facilidad de depósito) en 50 puntos básicos (0,50%), la mayor subida en 22 años, un movimiento que el BCE sólo había dado otras dos veces en su historia, la última de ellas en junio de 2000, y el pasado 8 de septiembre de 2022 el BCE ha vuelto a subir estos tres tipos de interés oficiales en 75 puntos básicos (0,75%). En consecuencia, el tipo de interés de las operaciones principales de financiación y los tipos de interés de la facilidad marginal de crédito y de la facilidad de depósito aumentarán hasta el 1,25 %, 1,50 % y 0,75 %, respectivamente, con efectos a partir del 14 de septiembre de 2022, advirtiendo al mismo tiempo su Consejo de Gobierno que espera volver a subir los tipos de interés, porque la inflación sigue siendo excesivamente elevada y es probable que se mantenga por encima del objetivo durante un período prolongado (fuente: <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp220908~c1b6839378.es.html>). Al mismo tiempo, el BCE ha acordado la creación de un mecanismo sin límite de recursos para evitar que estos movimientos y la normalización de la política monetaria se trasladen a las primas de riesgo y provoquen la fragmentación financiera de la zona euro. Por su parte, la Reserva Federal de Estados Unidos (la “FED”) anunció también el pasado mes de julio una subida del tipo de interés oficial de 0,75 puntos, la segunda en los últimos dos meses y la cuarta desde marzo de 2022, de forma que la tasa de interés oficial en Estado Unidos pasa a situarse en una horquilla de entre el 2,25% y el 2,50%, y reiterando la Junta de Gobernadores de la FED en su comunicado del pasado mes de julio que espera llevar a cabo más subidas de los tipos en el futuro (fuente: <https://www.federalreserve.gov/newsevents/pressreleases/monetary20220727a1.htm>).

De un total de 236,053 millones de euros de deuda del Grupo con entidades de crédito a 31 de diciembre de 2021, un 11% es deuda sujeta a tipo de interés variable, y respecto al total de recursos ajenos a corto y largo plazo, dicho porcentaje es del 8%.

## **1.2. FACTORES DE RIESGO ESPECÍFICOS DE LOS VALORES**

### ***1.2.1.1. Riesgo de mercado***

El riesgo de mercado es el riesgo generado por cambios en las condiciones generales del mercado frente a los de la inversión.

Los Pagaré que se emitan estarán sometidos a posibles fluctuaciones de los precios a los que coticen en el MARF en función, principalmente, de las condiciones generales del mercado y macroeconómicas, del riesgo de crédito del Grupo, de la evolución de los tipos de interés y de la duración de la inversión.

En este sentido, circunstancias como las derivadas de la crisis sanitaria del COVID-19 (véase el apartado 1.1.1.3. (“*La crisis sanitaria del COVID-19 y sus consecuencias económicas y sociales negativas a nivel global podrían afectar negativamente a las actividades y resultados del Grupo*” anterior), entre otras, podrían tener un impacto sustancial negativo en el precio de cotización de los Pagarés.

Por consiguiente, el Emisor no puede asegurar que los Pagarés vayan a cotizar a un precio de mercado igual o superior al precio de suscripción de los mismos.

### **1.2.2. Riesgo de crédito**

El Emisor responde del pago de los Pagarés únicamente con su patrimonio, sin que dicho pago se encuentre garantizado ni con garantías personales de cualquiera de las sociedades del Grupo ni con garantías reales (e.g. hipotecas y prendas).

El riesgo de crédito de los Pagarés surge ante la potencial incapacidad del Emisor de cumplir con las obligaciones establecidas derivadas de los mismos, y consiste en la posible pérdida económica que puede generar el incumplimiento, total o parcial, de esas obligaciones.

### **1.2.3. Riesgo de variaciones en la calidad crediticia del Emisor. Los Pagarés no serán objeto de calificación crediticia**

Con fecha 15 de marzo de 2022, la agencia ETHIFINANCE RATINGS, S.L. (anteriormente, Axesor Risk Management S.L.U. (“**Ethifinance**” o “**Axesor**”)) asignó al Emisor una calificación crediticia o rating de BBB-.

Ethifinance es una agencia de calificación crediticia registrada en la *European Securities Markets Authority* (“**ESMA**”) de conformidad con el Reglamento (CE) 1060/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de septiembre de 2009, sobre las agencias de calificación crediticia.

No obstante, la calidad crediticia del Emisor se puede ver empeorada como consecuencia de un aumento del endeudamiento, así como por un deterioro de las ratios financieras, lo que representaría un empeoramiento en la capacidad del Emisor, según sea el caso, para hacer frente a los compromisos de su deuda.

Asimismo, debe advertirse que, sin perjuicio de la calificación crediticia del Emisor o en cada momento, los Pagarés no serán objeto de calificación crediticia. En caso de que cualquier agencia de calificación crediticia asigne una calificación a los Pagarés, dicha calificación podría no reflejar el potencial impacto de todos los factores de riesgo descritos en este Documento Base Informativo y/o de factores de riesgo adicionales que pudieran afectar al valor de los Pagarés.

### **1.2.4. Riesgo de liquidez**

Es el riesgo de que los inversores no encuentren contrapartida para los Pagarés cuando quieran materializar la venta de los mismos antes de su vencimiento.

A pesar de que se solicitará la incorporación al MARF de los Pagarés, el Emisor no puede asegurar que vaya a producirse una negociación activa de los mismos en este mercado.

Asimismo, el Emisor tampoco puede anticipar hasta qué punto, el interés de los inversores en el Grupo GREENERGY conllevará el desarrollo de un mercado de negociación activa de los Pagarés o cómo de líquido sería dicho mercado. En este sentido, se indica que el Emisor no ha suscrito ningún contrato de liquidez por lo que no hay ninguna entidad obligada a cotizar precios de compra y venta.

El precio de mercado de los Pagarés puede verse afectado por múltiples factores, algunos de los cuales son ajenos al control del Emisor, tales como: (i) las condiciones económicas generales; (ii) cambios en la oferta, la demanda o el precio de los productos y servicios del Grupo; (iii) las actividades de los competidores; (iv) los resultados del Grupo o de sus competidores; (v) las percepciones de los inversores sobre el Grupo y su sector de actividad; (vi) la reacción del público general a los comunicados u otros anuncios públicos de Grupo GREENERGY; y (vii) futuras emisiones de deuda.

Como consecuencia de lo anterior, los inversores podrían no ser capaces de vender sus Pagarés al mismo precio de emisión o a un precio superior a éste. Adicionalmente, los mercados de valores pueden experimentar fluctuaciones de precio y volumen que a menudo no están relacionadas o son desproporcionadas con el desempeño de una sociedad en particular. Estas fluctuaciones, así como otros factores podrían reducir significativamente el precio de mercado de los Pagarés, con independencia del desempeño de nuestro Grupo.

En caso de que no se desarrolle un mercado activo, los inversores podrían encontrar dificultades para vender los Pagarés que previamente hubieran adquirido.

#### ***1.2.5. Riesgo de divisas***

Los Pagarés estarán denominados en euros. En este sentido, aquellos inversores para los que el euro sea una moneda distinta a su moneda nacional asumen el riesgo adicional de variación del tipo de cambio. Los gobiernos o las autoridades monetarias pueden imponer controles en los tipos de cambio que podrían afectar negativamente a un tipo de cambio aplicable. Los referidos inversores podrían sufrir pérdidas en el importe invertido si la evolución del tipo de cambio les resulta desfavorable.

#### ***1.2.6. Los Pagarés pueden no ser una inversión adecuada para todo tipo de inversores***

Los Pagarés pueden resultar no ser una inversión adecuada para todo tipo de inversores.

Cada inversor interesado en la adquisición de Pagarés debe determinar la idoneidad y conveniencia de su inversión a la luz de sus propias circunstancias. En particular, pero sin limitación, cada potencial inversor debe:

- (i) tener suficiente conocimiento y experiencia para poder evaluar correctamente las ventajas e inconvenientes de invertir en Pagarés y no en otros productos financieros, incluyendo un adecuado análisis de los riesgos y oportunidades, así como de su fiscalidad, incluyendo el análisis pormenorizado de la información contenida en este DBI, en cualquier suplemento que pueda publicarse en relación con él mismo, y los anuncios de información relevante (OIR) que el Emisor publique en cada momento durante la vida de los Pagarés;

- (ii) tener acceso a las herramientas analíticas apropiadas, y el debido conocimiento para el correcto uso de estas herramientas, para la valoración de su inversión en los Pagarés en el contexto de la situación financiera que sea particular a dicho potencial inversor, y el impacto que esta inversión en Pagarés puede tener en el conjunto de su portfolio de inversiones;
- (iii) tener suficientes recursos financieros y liquidez para soportar todos los riesgos derivados de una inversión en los Pagarés, incluyendo las fechas de repago de principal e intereses, o las posibles diferencias en divisas si el inversor tiene necesidades financieras denominadas en una moneda distinta al euro;
- (iv) entender a fondo los términos comerciales, financieros, legales y fiscales de los Pagarés, y estar familiarizado con las fórmulas que determinan el importe efectivo de cada Pagaré (según se detallan en el apartado 15 de este DBI) frente a las fórmulas financieras que determinan las rentabilidades de otros productos financieros; y
- (v) ser capaz de evaluar (bien por sí mismo, bien con la ayuda de los asesores financieros, legales y de otro tipo que cada potencial inversor estime oportuno) los potenciales escenarios económicos, de tipo de interés y cualesquiera otros factores que pueden afectar su inversión y su habilidad de soportar los riesgos que puedan llegar a materializarse.

#### **1.2.7. Los Pagarés emitidos como "pagarés verdes" pueden no ser una inversión adecuada para todos los inversores que busquen exposición a activos verdes**

Como parte del *Grenergy Green Finance Framework* elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 y que ha sido verificado por una opinión de segunda parte de Sustainalytics, el Emisor ha establecido el Programa con el propósito principal de emitir pagarés que puedan ser calificados como "pagarés verdes".

Aunque el Emisor puede declarar en el momento de realizar cada una de las emisiones al amparo del Programa su intención de utilizar los ingresos netos obtenidos de los Pagarés emitidos bajo dicha emisión de una manera determinada de acuerdo con las directrices y criterios establecidos en el *Grenergy Green Finance Framework*, no constituiría ningún evento de incumplimiento o de terminación anticipada de los Pagarés si el Emisor no cumple con dicha intención.

Además, ni el Emisor, ni el *Lead Arranger*, ni ninguna de las Entidades Colaboradoras ofrecen ninguna garantía de que el uso de dichos ingresos para los fines previstos en el *Grenergy Green Finance Framework* vaya a satisfacer, total o parcialmente, cualquier expectativa presente o futura que un inversor en los Pagarés pueda tener en relación con cualquier criterio o directriz de inversión "verde", "medioambiental", "sostenible" o cualquier otro similar que deba cumplir un inversor concreto o sus inversiones.

En este sentido, aunque existen iniciativas regulatorias como la taxonomía europea de actividades sostenibles promovida por la Comisión Europea<sup>1</sup>, no existe un consenso en el

---

<sup>1</sup> [https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities\\_en#:~:text=%E2%80%9CEU%20taxonomy%E2%80%9D.-](https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en#:~:text=%E2%80%9CEU%20taxonomy%E2%80%9D.-)

mercado en cuanto al significado de qué es un proyecto "verde" o cuáles son las características particulares que se requieren para que un proyecto concreto se defina como un "proyecto verde" o términos similares que se utilizan actualmente en los mercados financieros, por lo que ni el Emisor, ni el *Lead Arranger* ni ninguna de las Entidades Colaboradoras pueden dar ninguna garantía a cualquier posible inversor de que cualquiera de los propósitos para los que el Emisor pretende utilizar los ingresos obtenidos de cada emisión de Pagarés cumplirán con cualquiera o todas las expectativas que un inversor particular pueda tener en relación con "verde", "sostenible" o cualquier término similar.

#### **1.2.8. Compensación y liquidación de los Pagarés**

Los Pagarés estarán representados mediante anotaciones en cuenta, correspondiendo a IBERCLEAR y a sus entidades participantes la llevanza de su registro contable. La compensación y liquidación de los Pagarés, así como el reembolso de su principal se llevarán a cabo a través de IBERCLEAR, por lo que los titulares de los Pagarés dependerán del funcionamiento de los sistemas de IBERCLEAR.

La titularidad de los Pagarés se acreditará mediante anotaciones en cuenta, y cada persona inscrita como titular de los Pagarés en el Registro Central gestionado por IBERCLEAR y en los registros mantenidos por los miembros de IBERCLEAR, será considerada, salvo que la legislación española disponga lo contrario, titular del importe principal de los Pagarés inscritos en los mismos.

El Emisor cumplirá con su obligación de pago realizando los pagos a través de IBERCLEAR y sus entidades participantes. En este sentido, los titulares de los Pagarés dependerán de los procedimientos de IBERCLEAR y de sus entidades participantes para recibir los correspondientes pagos. El Emisor no es responsable de los registros relativos a los titulares de los Pagarés, ni de los pagos que, de conformidad con los mismos se realicen en relación con los Pagarés.

#### **1.2.9. Orden de prelación**

De acuerdo con la clasificación y orden de prelación de créditos establecidos en el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Concursal, en su redacción vigente, incluyendo la reforma operada por la Ley 16/2022, de 5 de septiembre, de reforma del texto refundido de la Ley Concursal, en vigor desde el 26 de septiembre de 2022 (la "**Ley Concursal**"), en caso de concurso del Emisor, los créditos que tengan los inversores en virtud de los Pagarés se situarían por detrás de los créditos privilegiados y por delante de los subordinados (salvo que pudieran ser calificados como tales conforme a lo previsto en el artículo 281.1 de la Ley Concursal).

Conforme al artículo 281.1 de la Ley Concursal, se considerarán como créditos subordinados, entre otros, los siguientes:

- (i) Los créditos que, habiendo sido comunicados tardíamente, sean incluidos por la administración concursal en la lista de acreedores, así como los que, no habiendo sido

comunicados, o habiéndolo sido de forma tardía, sean incluidos en dicha lista por comunicaciones posteriores o por el juez al resolver sobre la impugnación de ésta.

- (ii) Los créditos por recargos e intereses de cualquier clase, incluidos los moratorios, salvo los correspondientes a créditos con garantía real hasta donde alcance la respectiva garantía.
- (iii) Los créditos de que fuera titular alguna de las personas especialmente relacionadas con el deudor a las que se refiere los artículos 282, 284 y 293 de la Ley Concursal.

En este sentido, debe advertirse por cada inversor que el Emisor puede incurrir durante la vigencia de los Pagarés endeudamiento financiero adicional que, dependiendo de los requisitos de los acreedores proveedores de dicho endeudamiento para que nuestro Grupo obtenga las mejores condiciones financieras, puede requerir la constitución de ciertas garantías reales (por ejemplo, prendas de acciones o participaciones sociales sobre filiales del Grupo), sin que la emisión de los Pagarés bajo este Programa implique ninguna limitación o prohibición de otorgar garantías reales (negative pledge) por parte del Emisor o cualquiera de las sociedades de nuestro Grupo, en cuyo caso dichos acreedores tendrían un rango privilegiado por el valor razonable del bien o del derecho sobre el que se hubiere constituido la garantía como límite del privilegio especial del crédito garantizado, de conformidad con los artículos 272 y 273 de la Ley Concursal.

#### **1.2.10. Riesgos relacionados con MIFID y MIFIR**

El nuevo marco europeo regulatorio derivado de MIFID II y del Reglamento 600/2014/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de mayo de 2014 relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento 648/2012/UE (“MIFIR”) no ha sido todavía totalmente implementado, sin perjuicio de la ya existencia de diferentes reglamentos y directivas delegados.

Aunque la normativa MIFID II y MIFIR se encuentra en vigor desde el pasado 3 de enero de 2018 y algunos participantes de los mercados de valores como MARF e Iberclear se han adaptado ya a estos cambios regulatorios, otros participantes de los mercados de valores pueden estar todavía en proceso de adaptación a los mismos. La adaptación a los mismos podría suponer mayores costes de transacción para potenciales inversores de los Pagarés o cambios en la cotización de los mismos. Además, de acuerdo con lo anterior, los potenciales inversores en los Pagarés deberán realizar su propio análisis sobre los riesgos y costes que MIFID II y MIFIR o sus futuros estándares técnicos puedan suponer para una inversión en Pagarés.

## **2. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR**

### **2.1. Información general del Emisor**

La denominación completa del Emisor es GREENERGY RENOVABLES, S.A.

Su domicilio social está situado en Madrid, C/ Rafael Botí, número 26.

El Emisor es actualmente una sociedad anónima cuyas acciones están admitidas a negociación desde el 16 de diciembre de 2019 en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, aunque fue constituida inicialmente como sociedad de responsabilidad limitada, el 2 de julio de 2007, en virtud de escritura pública otorgada ante el Notario de Madrid D. Rafael

Monjo Carrio, con el número 1.954 de su protocolo e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al Tomo 24.430, Folio 112, Sección 8ª, HM-439.423. Fue transformada a sociedad anónima en virtud de escritura de 22 de mayo de 2015 ante el Notario de Madrid D. Martín María Recarte Casanova, con el número 1.336 de su protocolo y asimismo inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

El número de identificación fiscal del Emisor es A-85130821, y su Identificador de Entidad Jurídica (LEI, por sus siglas en inglés) es el 959800M1FVPL5BMW3R13.

Las cuentas anuales consolidadas auditadas del Grupo GREENERGY correspondientes a cada ejercicio, así como los correspondientes informes de gestión y de auditoría, han sido presentadas a depósito en el Registro Mercantil de Madrid dentro de los plazos legalmente establecidos, y publicadas asimismo en la página web corporativa y en la página web de la CNMV:

<http://greenergy.eu/es/inversores>

<http://www.cnmv.es>

Se adjuntan como **Anexo 1** y **Anexo 2** de este Documento Base Informativo las cuentas anuales consolidadas auditadas de la Sociedad de los ejercicios 2021 y 2020, respectivamente.

## **2.2. Objeto social del Emisor**

El objeto social y los sectores en los que el Grupo GREENERGY desarrolla su actividad son los siguientes:

- la promoción y comercialización de instalaciones de aprovechamiento energético;
- la producción de energía eléctrica y cualquier actividad complementaria; y
- la gestión y explotación de instalaciones de aprovechamiento energético.

## **2.3. Estructura del Grupo GREENERGY**

La Sociedad es la cabecera de un conjunto de sociedades constituidas en España y en cada uno de los países donde desarrolla su negocio (el “**Grupo GREENERGY**” o el “**Grupo**”).

A 31 de diciembre de 2021, el Grupo GREENERGY está formado por 163 sociedades, incluida el Emisor, existiendo 150 sociedades dependientes por participación directa del Emisor como sociedad dominante y 12 de manera indirecta a través de la participación mayoritaria de una sociedad dependiente (dichas sociedades dependientes de manera directa o indirecta serán referidas conjuntamente como las “**Filiales**”, y cada una de ellas como una “**Filial**”), integrándose las sociedades dependientes mediante el método de integración global a los efectos de preparar las cuentas consolidadas del Emisor. En cada uno de los países en los que el Grupo opera, el Grupo cuenta con una sociedad cabecera que realiza las funciones de contratista bajo los contratos de construcción llave en mano o “*engineering, procurement and construction*” (los “**Contratos EPC**”), los contratos de operación y mantenimiento u “*operations and maintenance*” (los “**Contratos de O&M**”) y los contratos de gestión de activos o “*asset management*” (los “**Contratos de Asset Management**”) con personal propio. El resto de las sociedades dependientes se trata de sociedades vehículo (“**SPVs**”) que son

titulares de los activos y los PLAs de cada uno de los Proyectos, de conformidad con la práctica habitual de mercado para la estructuración financiera de cada Proyecto. Del total de Filiales, un total de 97 sociedades están inactivas a 31 de diciembre de 2021.

#### 2.4. Accionistas principales y estructura accionarial

A la fecha de este DBI, el capital social de la Sociedad asciende a 10.714.168,85 euros, representado y dividido en 30.611.911 acciones de la misma clase, de treinta y cinco céntimos de euro (€0,35) de valor nominal cada una junto con una prima de emisión de 33,17 euros. Todas las acciones gozan de los mismos derechos políticos y económicos.

A 31 de diciembre de 2021 y a fecha de este Documento Base Informativo, el único accionista con una participación accionarial directa superior al 10% del capital social de la Sociedad es Daruan Group Holding, S.L. (“**Daruan**”), que es titular de 16.329.790 acciones, representativas del 53,345% del capital social de la Sociedad.

La persona física que controla el accionariado de Daruan es David Ruiz de Andrés, quien asimismo ocupa las posiciones de Presidente del Consejo y Consejero Delegado (CEO) del Emisor.

Según la información de participaciones significativas publicadas en la CNMV, el único accionista con participaciones significativas en la Sociedad (incluyendo miembros del equipo directivo con una posición superior al 1% del capital social) de los que la Sociedad tiene es INVESCO LTD. (2,28%).

Asimismo a fecha 4 de julio de 2022 (fecha de la inscripción de la última ampliación de capital), la Sociedad es titular de 578.402 acciones en autocartera representativas del 2,071% del capital social de la Sociedad, que fueron adquiridas con la finalidad de (i) atender las obligaciones derivadas de ciertos contratos de liquidez, y (ii) atender a distintos planes de incentivos aprobados por la Sociedad para consejeros, directivos, empleados y colaboradores claves del Grupo y publicados en la CNMV por los correspondientes comunicaciones de información privilegiada y de otra información relevante (OIR).

#### 2.5. Órganos de administración y gestión

Los miembros del consejo de administración de la Sociedad a la fecha de este Documento Base Informativo son los siguientes:

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha primer nombramiento	Fecha expiración
D. David Ruiz de Andrés	Presidente/ Consejero Delegado	Ejecutivo	Daruan Group Holding, S.L.	19/05/2015	15/11/2023
D. Antonio Jiménez Alarcón	Consejero	Dominical	Daruan Group Holding, S.L.	15/11/2019	15/11/2023
D. Florentino Vivancos Gasset	Secretario Consejero	Dominical	Daruan Group Holding, S.L.	19/05/2015	15/11/2023
Dña. Ana Peralta Moreno	Consejero	Independiente	--	27/06/2016	15/11/2023
D. Nicolás Bergareche Mendoza	Consejero	Independiente	--	27/06/2016	15/11/2023
Dña. María del Rocío Hortigüela Esturillo	Consejero	Independiente	--	15/11/2019	15/11/2023
Dña. María Merry del Val Mariátegui	Consejera	Dominical	Daruan Group Holding, S.L.	29/06/2021	29/06/2025

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha primer nombramiento	Fecha expiración
Dña. Teresa Quirós Álvarez	Consejera	Independiente	--	29/06/2021	29/06/2025

A continuación, se detalla un breve Currículum Vitae de los miembros del Consejo de Administración:

- 1) **David Ruiz de Andrés** es licenciado en Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Británica de Lincoln (*BA Honours*), y licenciado en Derecho por la Universidad Autónoma de Madrid y Global AMP por IESE; con 26 años funda su primera empresa, MARP Marketing y Producto S.A., empresa líder en su sector, y en 2007, funda GREENERGY, sociedad a la que actualmente dedica sus actividades gerenciales. El año 2012 crea una Sociedad de Capital Riesgo (Daruan Venture Capital SCR S.A.) para la promoción e impulso de iniciativas empresariales, a través de la que actúa como inversor y ha participado en el arranque y consolidación de diferentes iniciativas empresariales.
- 2) **Antonio Jiménez Alarcón** es Licenciado en Administración y Dirección de empresas por la Universidad Complutense de Madrid, y MBA por la Universidad Pontificia de Comillas-ICADE; antes de incorporarse al Grupo Daruan/GREENERGY, trabajó como *controller* financiero en Carrefour, así como auditor en BDO, entre los años 2003 y 2004; hasta 2021 fue el Director Financiero (CFO) del Grupo
- 3) **Florentino Vivancos Gasset** es licenciado en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid (Premio Fin de Carrera) y Abogado en ejercicio desde el año 1998; trabajó en Ramón y Cajal Abogados durante ocho años; es patrono de la Fundación Estudio, institución titular del “Colegio Estudio” desde el año 2003, y Consejero de Cabiedes & Partners SCR y Cabiedes & Partners IV SCR; fue vicesecretario de la Gestora del Fondo General de Garantía de Inversiones y ha sido designado Administrador Concursal en numerosos procedimientos concursales; es Consejero de Daruan Venture Capital SCR y titular de su propio Despacho de Abogados, Vivancos Abogados, S.L.P.
- 4) **Ana Peralta Moreno** es licenciada en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid, Máster en Dirección Económico-Financiera por CEF, y PMD en *Harvard Business School*; ha estado vinculada al sector bancario, desempeñando diversas funciones en Bankinter S.A. donde ha sido Subdirectora General, Directora de Riesgos y miembro del Comité de Dirección, y ha sido Directora General de Riesgos y miembro del Comité de Dirección en Banco Pastor S.A., Consejera independiente y Presidenta de la Comisión de Auditoría y de la Comisión de Riesgos de Deutsche Bank España y Consejera de Grupo Lar; en la actualidad ejerce también como Consejera independiente en BBVA e Inmobiliaria Colonial.
- 5) **Nicolás Bergareche Mendoza** es licenciado en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid y Máster en Derecho (LLM) por la Universidad de Columbia en Nueva York; es socio cofundador y Director de Operaciones de Onza Capital, sociedad de capital riesgo dedicada a la inversión en compañías del sector de Internet en etapas de aceleración, así como de Onza Entertainment, compañía dedicada a la producción y distribución internacional de programas y series de televisión como El Ministerio del

Tiempo (TVE); anteriormente fue Secretario General y Director de la Asesoría Jurídica de Vértice 360, grupo de compañías del sector audiovisual en cuya salida a Bolsa participó directamente, y previamente ejerció como abogado del bufete Uría Menéndez en el área de Comunicación y Tecnología.

- 6) **Rocío Hortigüela Esturillo** es Ingeniero de Minas con especialidad en energía y combustibles por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de la Universidad Politécnica de Madrid. Ha participado activamente en el desarrollo y promoción, financiación, diseño, construcción y operación de plantas de energías renovables, en particular de fotovoltaica. Ha sido Presidente de Anpier (Asociación Nacional de Productores e Inversores de Energías Renovables) desde el año 2010 hasta el año 2012 y Co-Presidente de UNEF (Unión Española Fotovoltaica) desde el año 2011 hasta el año 2012. Actualmente, es CEO de Entiba Inversiones, S.L. y Sociedad de Inversiones para Desarrollo e Innovación en Renovables, S.L., ambas sociedades de consultoría y asesoramiento sobre la ingeniería de las instalaciones renovables.
- 7) **María Merry del Val Mariátegui** es licenciada en Empresariales por la Universidad Pontificia de Comillas y MBA por la escuela de negocios ESCP. Ha estado vinculada al sector financiero en negocios relacionados con los mercados de capitales, *Project Finance* y ESG, siendo la socia fundadora de Attalea Partners, directora de *Project Finance* y *Leveraged Finance* del Royal Bank of Scotland e Iberdrola en el equipo de desarrollo de negocio.
- 8) **Teresa Quirós Álvarez** es licenciada en Economía y Administración de Empresas por la Facultad de Económicas de Málaga, Programa Ejecutivo para Mujeres en Alta Dirección en ESADE (octubre de 2014-junio de 2015), Programa Ejecutivo en Harvard (mayo de 2013), PDD en el IESE (enero-mayo de 2010). Programa W2W (PWC) para ayudar a altas directivas a convertirse en consejeras (octubre de 2017-junio de 2018); ha estado vinculada al sector eléctrico, desempeñando diversas funciones en RED ELECTRICA CORPORACIÓN, donde ha sido CFO durante más de 6 años, además de y consejera y presidenta de diferentes filiales del grupo. En la actualidad es también consejera independiente y presidenta de la Comisión de Auditoría de PRISA, S.A., Tubos Reunidos, S.A. y SNGULAR People, S.A.

Por otro lado, el Emisor cuenta con un equipo directivo con un alto perfil técnico y notable experiencia en energías renovables y multinacionales, pudiendo destacarse las siguientes personas del equipo de alta dirección de conformidad con la nueva estructura organizacional aprobada el 30 de diciembre de 2021:

- (i) **David Ruiz de Andrés** es el Consejero Delegado del Emisor; véase su CV en el apartado 1) anterior.
- (ii) **Emi Takehara** es la Directora Financiera (CFO) del Grupo, desde enero de 2021, habiendo desempeñado anteriormente el cargo de Directora de Financiación Estructurada desde noviembre de 2015; Máster en Management en *EDHEC Business School* en Francia así como Máster en Finance and Investments, *Accounting and Finance* por el *European Business School Oestrich-Winkel* alemán; comenzó su

andadura profesional en Dresdner Kleinwort como analista de crédito entre 2007 y 2008, posteriormente trabajó en SGCIB como *High Yield Debt Capital Markets* hasta abril de 2011; pasando posteriormente a *Lloyds Banking Group* como *High Yield Director*, cargo que ocupó entre mayo de 2011 y septiembre de 2014. Además, entre julio de 2014 y noviembre de 2015 trabajó en *Prime Advocates* como Consultor de *Social Finance*, y entre enero y noviembre de 2015 como *Multilateral Development Finance* en *Inter-American Development Bank*.

- (iii) **Mercedes Español Soriano** es la Directora de M&A; licenciada en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid y MBA, Comercio Exterior - Gestión internacional de la Empresa en CECO, ICEX; trabajó un año en el departamento de exportaciones de MAERSK; como parte del MBA ICEX trabajó en la Cámara de Comercio Española en Rabat, Marruecos entre 2005 y 2006; posteriormente trabajó como responsable de ventas internacionales en Isofotón desde noviembre de 2006 a junio de 2009; y tras un paso por GSF CAPITAL en Planificación, compras y control logístico, se incorpora en septiembre de 2010 a GREENERGY.
- (iv) **Daniel Lozano Herrera** es el Director de Estrategia y Mercado de Capitales; licenciado en Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Pablo Olavide de Sevilla, cursando Máster de Gestión Financiera en la Universidad de Nantes; comenzó su andadura profesional como Analista Financiero Corporativo en Abengoa en enero de 2007, siendo destinado a *Abengoa Bioenergy Netherlands* en octubre de 2008 en Holanda como *Controller* Financiero hasta febrero de 2012, momento en el que regresa a Abengoa Bioenergía en Sevilla como Director de Administración y Tesorería; en junio de 2016 se une a MásMóvil como Director Global de Tesorería, pasando al equipo de Relación con Inversores en junio de 2017, hasta su incorporación a GREENERGY en febrero de 2019.
- (v) **Álvaro Ruíz** es el Director del área legal; licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid y Master en Derecho corporativo y de empresa en el Centro de Estudios Garrigues. Trabajó en C'M'S' CAMERON MCKENNA en UK, para posteriormente incorporarse a GTL Asesoría Energética como asesor jurídico-económico entre septiembre de 2008 y diciembre de 2009. En enero de 2010 se incorpora a Yingli Green Energy Holding como asesor legal, asumiendo en enero de 2014 la dirección del área legal, puesto que ocupa hasta su incorporación a GREENERGY en octubre de 2015.
- (vi) **Francisco Quintero** es el Director de Generación y Equity; ingeniero de Caminos Canales y Puertos por la Universidad Politécnica de Madrid, diplomado en Asociaciones Público-Privadas para el Desarrollo de Infraestructura y Servicios por el Instituto Tecnológico de Monterrey, y MBA por el IE Business School, escuela de negocios donde es profesor visitante de *Advance Corporate Finance y Private Equity*. Con 20 años de experiencia en dirección de proyectos de infraestructura, edificación y de energía, antes de incorporarse a GREENERGY trabajó durante 13 años en Grupo Aldesa, donde formaba parte del Comité de Dirección en su calidad de CEO de

Actividades de Inversión del Grupo. Anteriormente trabajó como Director General y Director Técnico de Aldesa Concesiones, empresa a la que se incorporó desde Grupo Ortiz, donde ocupó diversas posiciones, siendo su última responsabilidad la Dirección del Departamento de Edificación Singular. Previamente trabajó como Consultor en Indra Sistemas.

## 2.6. Visión general del negocio del Emisor

### 2.6.1. Resumen de las actividades y modelo de negocio

GREENERGY es una compañía española productora de energía a partir de fuentes renovables y especialista en el desarrollo, construcción y operación de proyectos fotovoltaicos y eólicos, en la promoción y comercialización de proyectos fotovoltaicos, así como en la comercialización de energía (los proyectos fotovoltaicos, eólicos y de almacenamiento de energía serán referidos conjuntamente como los “**Proyectos**” y cada uno de ellos como un “**Proyecto**”).

Desde su constitución en el año 2007, el Grupo ha experimentado un rápido crecimiento y evolución en la planificación, diseño, desarrollo, construcción y estructuración financiera de proyectos. Cuenta con presencia en Europa, así como en Latinoamérica desde el año 2012, y actualmente tiene oficinas en España, Italia, Reino Unido, Polonia, Chile, Perú, Colombia, Argentina, México y Estados Unidos. GREENERGY cuenta con un *pipeline* total, que incluye instalaciones solares fotovoltaicas (“**PVs**”) y de parques eólicos (“**PEs**”) en diferentes estados de desarrollo, superior a los 11,5 GWs, así como un *pipeline* de almacenamiento (*storage*) de 5,0 GWhs.

El modelo de negocio de GREENERGY abarca todas las fases del proyecto, desde el desarrollo, pasando por la construcción y la estructuración financiera hasta la operación y mantenimiento de los activos renovables. Por otro lado, la compañía mantiene como recurrente la venta de parques no estratégicos a terceros, que compagina con los ingresos recurrente de los parques propios en operación, así como los ingresos por los servicios de operación y mantenimiento (O&M) y de gestión de activos (*asset management*) de plantas vendidas a terceros.

GREENERGY desarrolla sus actividades en cada una de las fases que conforman la cadena de valor de un proyecto de energía renovable, priorizando los proyectos “*greenfield*”, es decir, aquellos proyectos de energía renovable que parten de cero o aquellos proyectos existentes que requieren una modificación total, frente a proyectos “*brownfield*” que son aquellos que necesitan modificaciones puntuales, ampliaciones o repotenciacines.

La procedencia de sus ingresos está diversificada a nivel tecnológico, con desarrollos de proyectos tanto de energía eólica como de energía fotovoltaica, así como el desarrollo de sistemas de almacenamiento, con objeto de lograr una matriz completamente renovable a precios altamente competitivos en comparación con la energía convencional. Un contexto además favorecido por un mercado de PPAs (contratos bilaterales de compraventa de energía) emergente y por el fin de la era de los combustibles fósiles marcado a nivel político con la previsión de cierre de las centrales nucleares y de carbón en menos de una década.

Como se describe con más detalle en el apartado 2.6.8. (*Fases del pipeline*) siguiente, GREENERGY clasifica internamente las distintas fases de su *pipeline* de Proyectos en seis fases: (i) Oportunidad Identificada; (ii) Desarrollo Inicial; (iii) Desarrollo Avanzado; (iv) en Cartera de Pedidos o *Backlog*; (v) en Construcción; y (vi) en Operación.

Desde el inicio de su actividad, el Grupo ha basado su modelo de negocio, principalmente, en el desarrollo, financiación y construcción de Proyectos solares y eólicos. En este sentido, hasta 2019, todos los Proyectos desarrollados y construidos por el Grupo en España y Latinoamérica fueron vendidos a terceros, lo que permitió a GREENERGY emplear los fondos obtenidos para potenciar la incorporación de nuevos Proyectos dentro de su *pipeline* y aportar el capital necesario para financiar muchos de estos Proyectos con el objetivo de poder construir y poner en operación la cartera de Proyectos que hubiesen alcanzado la fase *ready to build*.

En este sentido, es importante destacar que la estrategia de GREENERGY ha cambiado desde una perspectiva de “construir para vender” (*i.e.* modelo de negocio *Build to Sell o B2S*) enfocada al completo a la rotación de activos, hacía un modelo mixto en el que el Grupo tiene la intención de mantener la propiedad de gran parte de los Proyectos (esto es, un modelo de negocio *Build to Own o B2O*), si bien manteniendo algo de rotación de Proyectos con el principal objetivo de generar caja que permita al Grupo la realización de aportaciones de fondos propios en aquellos Proyectos que quiera mantener en cartera.

De conformidad con esta estrategia, los Proyectos que el Grupo mantiene en cartera generan ingresos recurrentes por la venta de energía, vendiéndose esta (i) bajo contratos de compraventa de energía o *power purchase agreements* (“*PPAs*” por su acrónimo en inglés habitualmente usado en el mercado) u otros contratos marco de compraventa de energía a precios predeterminados; (ii) acudiendo a esquemas “bancables” de estabilización de precios, como es el caso de los Proyectos desarrollados en Chile bajo el marco regulatorio de “Pequeños Medios de Generación Distribuida” (abreviadamente “*PMGD*”); (iii) directamente a mercado; o (iv) una combinación de las anteriores.

Como resultado de esta estrategia, a fecha de este DBI, el Grupo ha podido conectar y mantener en cartera propia 541 MW, transformándose de esta manera en un *Independent Power Producer* (“*IPP*”) y comenzando a generar ingresos por la venta de energía.

Asimismo, el Grupo ha desarrollado servicios de operación y mantenimiento (O&M) y de gestión de los activos (*asset management*) en la mayoría de los Proyectos transmitidos a terceros, lo que ha generado una serie de ingresos recurrentes desde la puesta en marcha de las primeras plantas en España.

Adicionalmente a la actividad de generación de energía solar y eólica, también conviene destacar que el Grupo ha iniciado el proceso de desarrollo del equipo de almacenamiento (*storage*), negocio basado en almacenar la energía proveniente de los modelos de negocio fotovoltaico y eólico para arbitrar en el mercado y buscar la forma más eficiente de proporcionar energías las veinticuatro horas al día. En este sentido, el Grupo cuenta actualmente con un Proyecto piloto en Chile consistente en el desarrollo y construcción de una planta solar fotovoltaica con sistema de almacenaje mediante banco de baterías.

Para el ejercicio 2022, el Grupo tiene como objetivo: (i) desarrollar la actividad solar fotovoltaica, eólica y de almacenamiento (*storage*); (ii) construir y gestionar como IPP, para llegar a un portafolio a final periodo de en torno a los 1,4 GW de potencia instalada agregada de proyectos, tanto solares fotovoltaicos como eólicos, en las distintas plataformas regionales donde actúa (Europa, Latam y USA).

Por otro lado, el Grupo tiene una hoja de ruta clara hasta 2023, que incluyen acciones de mejora en el ámbito del gobierno corporativo, medioambiente e impacto social.

### **2.6.2. Desarrollo de Proyectos en Latinoamérica**

En relación con Latinoamérica, el Grupo ha desarrollado negocio en los países de Latinoamérica (“LATAM”) con mayor estabilidad económica y donde los activos de energía renovable pueden ser rentables sin la necesidad de subsidios, con un portafolio de Proyectos en distintas etapas de desarrollo (véase apartado 2.6.8. siguiente) con una potencia instalada agregada de aproximadamente 4.323 MWs de PVs, 1.200 MWs de PE y 523 MWs de almacenamiento (*storage*).

Hasta la fecha de este Documento Base Informativo, los países de LATAM donde la Sociedad ha desarrollado su negocio y ha abierto oficina son los cinco siguientes: Chile, Perú, Colombia, Argentina, México.

Entre estos países, cabe destacar el éxito del Grupo en Chile, donde GREENERGY ha sido una de las pioneras en la financiación de proyectos de “Pequeños Medios de Generación Distribuida” (“PMGD”) con banca multilateral y bancos comerciales para la financiación estructurada bajo el esquema de financiación de proyectos a través de una *SPV* y externalización de riesgos mediante la firma de ciertos contratos de proyecto (“**Project Finance**”) para Proyectos con una potencia instalada total de 213 MWs, habiendo construido y conectado hasta la fecha un total de 9 PVs con una potencia instalada agregada de más de 181,8 MWs.

Por lo que se refiere al *pipeline* de Proyectos en Chile, la Sociedad cuenta a la fecha de este DBI con 777,6 MWs de Proyectos en desarrollo bajo el segmento de PMGD, y 2.139 MWs de Proyectos bajo otros esquemas regulatorios.

Como principales datos de la actividad del Grupo en Chile, cabe destacar los siguientes:

- El Grupo desarrolla la cartera de Proyectos PMGD con un equipo local de 119 profesionales;
- Como se ha indicado anteriormente, la Sociedad fue pionera en la financiación bajo la modalidad de *Project Finance* del primer Proyecto PMGD a precio estabilizado, en el año 2015;
- Hasta la fecha de este Documento Base Informativo, el Grupo ha obtenido financiación bancaria para Proyectos con una potencia instalada total agregada de más de 213 MW de PMGD, con tres tipos de banca: multilateral, local e internacional, y dentro de esta financiación bancaria, 162,7 millones de dólares han sido bajo esquemas de *Project Finance*;

- El Grupo ha llevado a cabo el EPC de todos sus Proyectos PMGD propios, que comprenden hasta la fecha 11 PVs conectadas con una potencia instalada agregada de más de 120 MW;
- Hasta la fecha de este Documento Base Informativo se ha firmado la venta de 51 Proyectos PMGD en Chile con una potencia instalada agregada superior a 461 MWs, en diferentes transacciones con inversores locales e internacionales;
- En 2020 tuvo lugar el inicio de la operación y venta de energía de la primera fase de la PV de Quillagua (Chile), que consiste en un proyecto solar fotovoltaico que considera la generación de 103MW; y
- Como objetivo para 2022, la Sociedad espera tener la titularidad de PVs en Chile con una potencia total instalada de 345 MWs bajo el régimen de IPP, con el COD previsto durante 2022.

En relación con el resto de los países de LATAM, los principales datos del desarrollo de negocio de la Sociedad son los siguientes:

### México

El Grupo GREENERGY se encuentra presente en México desde 2013 y fue el adjudicatario de 30 MWs de energía fotovoltaica en febrero de 2016, dentro de la segunda subasta pública en una de las zonas del país con mejor recurso solar (San Miguel de Allende -provincia de Guanajuato).

La PV San Miguel de Allende tiene la capacidad de generar 35MW y se extiende sobre una superficie de 85 hectáreas, ubicadas en el cinturón industrial del área de Bajío, con una vida útil de 30 años.

La financiación de este Proyecto se cerró en diciembre de 2020 bajo un esquema de *Project Finance* con la Corporación Interamericana para el Financiamiento de Infraestructura (“CIFI”), y en 2021 ha tenido lugar el inicio de la operación y venta de energía de esta PV.

### Perú

Con oficina en Lima desde 2014 y un equipo actualmente formado por 11 personas, el Grupo ha sido adjudicatario de dos proyectos eólicos (Duna y Huambos) que suman una potencia instalada total de 36 MWs.

Estos dos Proyectos fueron adjudicados en la subasta de 2016 y con uno de los precios más competitivos a dicha fecha en LATAM, habiéndose producido ya el cierre financiero (*closing*) de un contrato de crédito sindicado por importe de principal máximo de US\$ 42,8 millones suscrito en marzo de 2019 con banca multilateral (CAF - Banco de Desarrollo de América Latina, anteriormente conocida como Corporación Andina de Fomento) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) español, habiéndose cumplido todas las condiciones previas de disposición o desembolso bajo el mismo.

Estos PEs de Duna y Huambos se ubican en Chota, provincia de Cajamarca, a más de 2.400 metros sobre el nivel del mar, siendo los primeros en la Sierra del Perú y se han construido

con tecnología de SIEMENS GAMESA. El comienzo de su construcción tuvo lugar en el segundo trimestre de 2019, y actualmente están conectados y en operación, vendiendo actualmente la energía producida a mercado para una producción anual estimada de más de 165 mil MWh.

El portfolio de Proyectos en varias fases de desarrollo (véase apartado 2.6.8. siguiente) en Perú es de 1.177 MWs de potencia.

### **Colombia**

El Grupo está presente en este país desde 2015, aunque ha sido a partir de 2017 cuando ha desarrollado su negocio en Colombia con más intensidad, una vez se obtuvo mayor visibilidad respecto a la reforma energética y la definición de las futuras subastas de energías renovables "No Convencionales" (como se denomina a las tecnologías eólica y fotovoltaica en este país).

A la fecha de este DBI, avanza la construcción de los denominados "proyectos en distribución" en Colombia que alcanzan los 60 MW, para los cuales se suscribió en diciembre de 2020 un PPA con la energética Celsia, garantizado por Celsia Colombia S.A. E.S.P. (cuyo *rating* por Fitch es AAA) de aproximadamente 120 GWh/año, que se activará en el momento de entrada en operación de los distintos parques solares.

### **Argentina**

La presencia de GREENERGY en este país se limita a esta fecha al parque eólico "Kosten", con una potencia de 24 MWs, situado en la provincia de Chubut, Patagonia, el cual fue adjudicado en la subasta de 2016 (Ronda 1 del programa "RenovAr"), para el que se obtuvo el cierre financiero en mayo de 2018 con la entidad financiera alemana KfW IPEX Bank, mediante un esquema de *Project Finance* por importe de US\$ 31,7 millones a través de un crédito a la exportación a 15 años garantizado por la compañía de seguros de crédito Euler Hermes, que proporciona una cobertura del 95%, y con una garantía del Banco Mundial de US\$ 500.000 por MW, durante los 8 primeros años de producción. Cabe destacar que los flujos de caja de este Proyecto están dolarizados.

Este Proyecto ha entrado en operación en 2021 y está actualmente vendiendo su producción por un periodo de 20 años, a un precio en su primer año de 69,50 dólares por MWh.

### **2.6.3. Desarrollo de Proyectos en Europa**

Junto con la consolidación del crecimiento en LATAM, la Sociedad tiene dentro de sus principales objetivos erigirse como uno de los IPPs de referencia en el mercado español y en otros mercados europeos, atendiendo a las necesidades de presente y futuro a corto plazo existentes en la matriz de generación energética y aprovechando la reactivación del mercado de las energías renovables en Europa.

A fecha de este DBI, la Sociedad tiene una cartera de Proyectos en Europa de 4,7 GW en diferentes etapas de desarrollo (véase detalle en apartado 2.6.8. siguiente).

El Grupo GREENERGY empezó sus operaciones en España en 2007, contando en la actualidad con 126 empleados en las oficinas centrales, y manteniendo sustancialmente el mismo equipo de personal para los servicios de EPC desde entonces.

Por lo que se refiere a los Proyectos construidos en España y vendidos a terceros inversores dentro del modelo de *Build to Sell*, desde 2007 hasta la fecha de este DBI, GREENERGY ha construido y vendido un total de 40 Proyectos con una potencia instalada total agregada de más de 16 MWs, manteniendo a esta fecha los servicios de O&M y/o *Asset Management* para aproximadamente 14 MWs, con unos ingresos de 220 miles de euros a 31 de diciembre de 2021.

En relación con el modelo de *Build to Own*, en el cuarto trimestre de 2021 el Grupo ha logrado el hito de conectar a red su mayor Proyecto hasta la fecha: el Proyecto Los Escuderos, que consiste en cuatro PVs de 50 MWs cada una (esto es, por un total de 200 MWs) ubicadas en Villanueva de los Escuderos, provincia de Cuenca, con una producción anual de 390 GWh/año, y desde el último trimestre de 2021 se encuentra vendiendo energía y generando ingresos bajo el PPA suscrito con la energética portuguesa GALP, con un precio contratado que oscila entre 30 y 40 euros por MWh, con vencimiento en 2033.

La financiación de este Proyecto Los Escuderos se ha otorgado por KFW Bank, Bankinter y FOND-ICO INFRAESTRUCTURAS II, F.I.C.C. (AXIS).

Por lo que se refiere a la cartera de Proyectos de energía fotovoltaica y eólica en diferentes etapas de desarrollo (véase apartado 2.6.8. siguiente), el Grupo tiene en su *pipeline* Proyectos en España con una potencia instalada agregada de 1.997 MWs de PVs y 200 MW de PEs.

Dentro de estos Proyectos en España, cabe destacar el Proyecto Belinchón, en fase de En Construcción (*Under Construction*), un parque fotovoltaico localizado en el municipio conquense de Barajas de Melo con una potencia instalada de 150 MWp y una producción estimada de 315 GWh al año y que utilizará módulos fotovoltaicos bifaciales, para el que ya se ha suscrito en septiembre de 2021 un PPA para una parte de la energía producida (aprox. 200 GWh al año) durante un periodo de 12 años con un relevante grupo eléctrico con fuerte presencia en el mercado ibérico y con *rating* BBB por Fitch. El órgano de administración de la Sociedad prevé que esta PV entre en operación durante el tercer trimestre de 2022, si bien el PPA no se activará hasta marzo de 2023.

#### **2.6.4. Desarrollo de Proyectos en Estados Unidos**

Dentro de los principales hitos del Grupo en el inicio del presente ejercicio de 2022, en febrero de 2022 el Grupo GREENERGY ha entrado en el mercado de energía renovable de Estados Unidos con la compra del 40% de la desarrolladora de proyectos fotovoltaicos y de baterías Sofos Harbert Renewable Energy (“**Sofos Harbert**”) con sede en Birmingham (Alabama), que ha logrado más de 560 MW de PVs desarrollados y conectados para terceros.

#### **2.6.5. Prestación de servicios de EPC, O&M y Asset Management**

La Sociedad, a través de distintas Filiales, lleva a cabo todas las fases de la ingeniería, adquisición de equipos y construcción (“**EPC**”) en todos sus Proyectos, así como la operación y mantenimiento (“**O&M**”) y la gestión de los activos (“**Asset Management**”), siempre con fabricantes de reconocida capacidad técnica y solvencia, y con un equipo local experimentado para mantener las plantas y asegurar el mejor comportamiento de los sistemas instalados en cada uno de los Proyectos.

- 1) EPC (*Engineering Procurement and Construction*), procurando la obtención, instalación y construcción de los distintos elementos que componen una planta fotovoltaica o parque eólico.
- 2) Operación y Mantenimiento (*Operation & Maintenance*), incluyendo los siguientes servicios principales para cada Proyecto:
  - Mantenimiento preventivo y correctivo;
  - Supervisión de las plantas en tiempo real SCADA (*Supervisory control and data acquisition*); y
  - Reportes anuales y trimestrales.
- 3) Gestión de Activos (*Asset Management*):
  - Facturación;
  - Condiciones financieras;
  - Representación en el mercado;
  - Gestión de libros contables;
  - Gestión de impuestos; y
  - Gestión de deuda.

#### **2.6.6. Criterios de Environmental, Social and Governance (ESG)**

Uno de los elementos diferenciadores del Grupo frente a algunos de sus competidores en el mercado es su apuesta por un modelo energético más sostenible no solo con el medioambiente sino con todo el entorno que le rodea, en particular, con las mejores prácticas de mercado en cuanto a cuestiones ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG) que afectan al rendimiento a largo plazo de las inversiones, ya que el equipo directivo de GREENERGY entiende la sostenibilidad como una cuestión que afecta a toda la cadena de valor del Grupo y que está integrada en todas sus actividades.

En este ámbito, debe destacarse que en el segundo semestre de 2020 y tras un ejercicio de diagnóstico interno y un análisis de materialidad realizado con el apoyo de la consultora internacional EY, GREENERGY diseñó el *ESG Roadmap 2023*.

El *ESG Roadmap 2023* es un plan a tres años (2021-2023) con cerca de 70 acciones concretas en las áreas de buen gobierno, alineación de objetivos en materia de medioambiente, compromisos sociales y gobierno corporativo (“ESG”, por su acrónimo en inglés habitualmente empleado en el mercado) y estrategia corporativa y gestión de los riesgos e impactos, además de abordar la comunicación de los temas ESG al entorno.

En este sentido, en septiembre de 2020, GREENERGY aprobó y publicó su primer informe de sostenibilidad referido al ejercicio 2019, y en el primer trimestre de 2021 puso en marcha un Comité de Sostenibilidad a los efectos de implementar el referido *ESG Roadmap 2023* bajo la supervisión de la Comisión de Auditoría y Control y la Comisión de Nombramientos y

Retribuciones del Emisor. El Emisor presentó públicamente la primera fase de implementación del *ESG Roadmap*, su Plan de Acción ESG 2021 y fue actualizando sobre el progreso de dicho plan en cada una de las presentaciones de resultados trimestrales.

Uno de los primeros resultados de la implementación de este Plan de Acción ESG 2021 ha sido la obtención en febrero de 2021 de una calificación ESG de 13,6 por parte de Sustainalytics, lo que supone incluir al Emisor en la sección de Bajo Riesgo. GREENERGY se posiciona así como líder en su sector, con la distinción de TOP ESG PERFORMER 2022 otorgada por la agencia entre más de 4.000 compañías, en reconocimiento a la sólida gestión de los riesgos ESG “*strong*” en todas las áreas analizadas.

En el mes de mayo de 2021 el Grupo publicó el informe de sostenibilidad correspondiente al ejercicio 2020. En dicho informe destacan los principales hitos en el ejercicio en términos de sostenibilidad, gobierno corporativo y aspectos sociales, incluyendo el cálculo de los principales indicadores de cumplimiento (KPIs) no financieros para dicho periodo.

Durante el ejercicio de 2021, cabe destacar la realización de las siguientes acciones que el Emisor ha llevado a cabo para dar cumplimiento a los objetivos programados en el referido *Roadmap 2023*:

- (i) **Creación del Comité de Sostenibilidad:** La creación del Comité de Sostenibilidad fue aprobada por el Consejo de Administración de GREENERGY en enero 2021, así como de la Norma Interna que rige su funcionamiento. Entre otras funciones descritas en la Norma, el Comité asegura el cumplimiento del ESG Roadmap 2023 y los planes de acción ESG anuales, reportando trimestralmente a la Comisión de Nombres y Retribuciones sobre su progreso.
- (ii) **Política de Prevención y Lucha contra el Acoso Laboral y Sexual:** En enero de 2021, el Consejo de Administración aprobó la Política de Prevención y Lucha contra el Acoso Laboral y Sexual, disponible al público en la página web de la Compañía. De manera asociada, se preparó una batería de sub-políticas para cada uno de los países en los que la Sociedad opera y se cuenta con un canal de denuncias en la página web.
- (iii) **Política de Derechos Humanos:** La Política de Derechos Humanos fue aprobada por el Consejo de Administración en enero 2021 y está disponible al público en la página web de la Sociedad. En la Política se adoptan los principales tratados de Derecho internacional y europeo y se han tenido en cuenta también los estándares empresariales e iniciativas voluntarias más relevantes.
- (iv) **Memoria de Sostenibilidad 2021:** La Sociedad publicó su Memoria de Sostenibilidad 2021 por tercer año consecutivo. El informe está guiado por los estándares internacionales de reporte de sostenibilidad de Global Reporting Initiative (GRI), en su versión revisada, y presenta a sus grupos de interés información relevante sobre los temas identificados como materiales, incluyendo la gobernanza, la gestión de los riesgos no financieros, el medio ambiente, los empleados, la comunidad local y la cadena de suministro de la Sociedad.

La Memoria de Sostenibilidad 2021 también ha considerado los requisitos legales

derivados de la Directiva europea de divulgación de información no financiera antes de su aplicación y los principios del Pacto Mundial a los que el Emisor está adherido.

En línea con el objetivo marcado en su Plan ESG 2021, el Emisor ha vuelto a medir su contribución anual a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas elegidos como prioritarios, ofreciendo métricas relevantes para cada meta.

- (v) **Medición de la contribución a los ODS:** En la Memoria de Sostenibilidad 2021, la Sociedad publicó la medición de su contribución durante el año 2021 a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas elegidos como prioritarios. La medición incluye una descripción de las acciones realizadas por GREENERGY en el año 2021 y su relación con las metas concretas marcadas por la Agenda 2030 para cada ODS. Dicha descripción se apoya en indicadores cuantitativos y cualitativos del año 2021.
- (vi) **Obtención de *ratings* y calificación ESG:**
- **Sustainalytics:** en febrero de 2021, GREENERGY obtuvo su primer *rating* ESG de la agencia internacional Sustainalytics. La puntuación obtenida 13.6, posiciona a GREENERGY como uno de los líderes del sector en la gestión de riesgos ESG, y ha sido distinguido como ESG INDUSTRY TOP RATED 2022 entre más de 4.000 compañías evaluadas por Sustainalytics a nivel global. En su evaluación Sustainalytics calificó con gestión sólida (“*strong management*”) todas las áreas evaluadas: Gobierno corporativo, Capital humano, Relaciones con la comunidad, Ética Empresarial, Gobierno de producto, Salud y Seguridad, Uso del suelo y Biodiversidad.
  - **MSCI:** en el tercer trimestre del año 2021, el gobierno corporativo del Emisor fue evaluado por MSCI, una firma estadounidense que pondera fondos de capital inversión, deuda, índices de mercados de valores, de fondos de cobertura y otras herramientas de análisis de carteras, incluyendo *ratings* ESG. El Emisor obtuvo una puntuación de 8,5 sobre 10, y se posiciona en el rango de puntuación más alto en relación con sus *peers* globales. Mas adelante, MSCI amplió la evaluación del Emisor y le otorgó una calificación de A.
  - **CDP:** en diciembre de 2021, la empresa fue evaluada por primera vez por CDP, el indicador más prestigioso sobre cambio climático, obteniendo la puntuación de B-.
- (vii) **Huella de carbono y planes de reducción:** el Emisor calculó su huella de carbono ampliando las fuentes de emisión consideradas en los cálculos del ejercicio anterior. Los cálculos cumplen con los criterios del estándar internacional de GHG Protocol y obtuvieron verificación independiente por parte de la consultora británica especializada Carbon Footprint Ltd. La Sociedad además se ha propuesto reducir la intensidad de sus emisiones de alcance 1 y 2 en un 55% antes de 2030 y alcanzar cero emisiones de alcance 1 y 2 antes de 2050.
- (viii) **Firma del Pacto Mundial:** El 22 de febrero de 2021, se formalizó la adhesión de GREENERGY al Pacto Mundial de las Naciones Unidas y los diez principios

universales en materia de derechos humanos, trabajo, medio ambiente y anticorrupción que gozan de consenso universal.

- (ix) **Reevaluación de Riesgos ESG y planes de mitigación** los riesgos ESG identificados por el Emisor fueron presentados y aprobados por la Comisión de Auditoría y Control en su reunión de abril 2021 y posteriormente presentados al Consejo de Administración en el mismo mes. Dichos riesgos han sido integrados en el sistema de gestión de riesgos de la Sociedad. Entre los principales riesgos ESG considerados por la Sociedad se encuentra el riesgo del cambio climático y sus efectos sobre el negocio, los riesgos medioambientales relacionados con el impacto de los proyectos sobre la biodiversidad y los riesgos sociales derivados de la relación con la comunidad local.
- (x) **Formación en Sostenibilidad:** Se realizaron dos eventos de formación en materia ESG para la dirección y el personal clave del Emisor, y se ha realizado un tercero para el Consejo de Administración. Los contenidos cubren tanto tendencias en sostenibilidad que afectan a la Sociedad como los avances en la estrategia de sostenibilidad del Emisor. El objetivo de la formación fue ampliar los conocimientos y la sensibilización del personal interno de GREENERGY en temas de sostenibilidad, así como mejorar la integración de la sostenibilidad en todas las áreas de negocio y países en los que GREENERGY opera.
- (xi) **Procedimiento interno de reporte ESG** GREENERGY elaboró un procedimiento de reporte interno ESG que determina la metodología y los registros utilizados en la recogida de datos ESG, posteriormente utilizados para calcular las métricas ESG reportadas en su informe de sostenibilidad, página web y reportes a agencias de calificación ESG, y a los grupos de interés en general.
- (xii) **Política de compras:** El Comité de Sostenibilidad ha aprobado la Política de compras del Emisor, que asimismo se ha aprobado por parte del Consejo de Administración. En esta Política, el Emisor se compromete a la transparencia y la competencia justa en consonancia con los códigos de Ética Empresarial y el Protocolo de Prevención de Delitos del Emisor, señalando los comportamientos inaceptables relacionados con el soborno y la corrupción.

Con el fin de expandir los principios y valores de la Política de Sostenibilidad del Emisor a sus grupos de interés y a lo largo de la Cadena de Suministro, la Política de compras establece la necesidad de incorporar aspectos éticos, ambientales y sociales dentro del proceso de toma de decisiones. En la Política, el Emisor también informa sobre el canal de denuncias disponible para informar sobre incumplimientos, con confidencialidad.

- (xiii) **Plan de Comunicación ESG:** El Emisor ha elaborado un Plan de Comunicación ESG con el fin de asegurar que la información de sostenibilidad se comunica de manera adecuada a cada uno de los grupos de interés. El plan considera estrategias de comunicación específicas para cada grupo de interés (comunidades locales, inversores, empleados, proveedores, etc.) e incluye consideraciones sobre los mensajes clave a comunicar y los canales más adecuados para cada grupo. El plan también incluye

mecanismos de reclamo y canales de denuncia como medios de comunicación necesarios que el Emisor pone a disposición del público.

Una de las acciones derivadas del Plan de Comunicación ESG ha supuesto la ampliación de la web corporativa con el objetivo de mejorar la divulgación de la información de sostenibilidad.

- (xiv) **Información de sostenibilidad en la página web:** Según lo previsto en el Plan de comunicación de ESG, GREENERGY ha mejorado la divulgación y transparencia de los aspectos ESG al expandir su página web para incorporar información material de sostenibilidad.

La estructura de esta nueva sección es la siguiente:

- Estrategia de sostenibilidad.
    - ✓ Descripción breve del *ESG Roadmap*.
    - ✓ Cobertura de *Ratings ESG*.
    - ✓ Cifras principales y enlace al Informe de Sostenibilidad 2021.
    - ✓ Diagrama interactivo de contribución a los ODS.
    - ✓ Información y recursos de gobierno corporativo.
    - ✓ Enlaces a las secciones de Cambio Climático y Biodiversidad.
  - Cambio climático: estrategia climática, cálculo de Huella de Carbono, verificación, objetivos de reducción de emisiones, alineación con la taxonomía europea.
  - Biodiversidad: estrategia, cifras principales, presentación de iniciativas principales.
  - Desarrollo social:
    - ✓ Comunidad local: procedimientos relacionados, cifras principales, presentación de iniciativas principales de impacto local.
    - ✓ Capital humano: reconocimiento externo, igualdad de género, recursos de ética empresarial, derechos humanos.
- (xv) **Plan de Acción Social:** el Emisor ha definido los principios básicos y líneas estratégicas en relación con el desarrollo de las comunidades locales del entorno de sus proyectos, y un procedimiento interno de aprobación de iniciativas de desarrollo social asociado.
- (xvi) **Hoja de Ruta de la Igualdad:** el Emisor ha diseñado las medidas que irá adoptando para impulsar la igualdad de género, un Objetivo de Desarrollo sostenible considerado como prioritario en su estrategia de sostenibilidad.
- (xvii) **Financiación sostenible:** Por último, cabe destacar en el plano de financiación sostenible, la emisión de un programa de pagarés verdes en el Mercado Alternativo de

Renta Fija (MARF) en septiembre 2021, con un saldo vivo máximo de 100.000.000 €, siendo el primer programa de pagarés de este tipo en España.

### 2.6.7. Divisiones Operativas

La Sociedad clasifica las distintas actividades de negocio que desarrolla el Grupo en las siguientes divisiones operativas:

- 1) **Desarrollo y Construcción:** Comprende las actividades de búsqueda de Proyectos viables, tanto a nivel financiero como técnico, los trabajos necesarios para la consecución de todos los hitos para el inicio de construcción y los trabajos sobre el terreno para la construcción y puesta en marcha de cada Proyecto.
- 2) **Energía:** Se refiere a los ingresos provenientes de la venta de energía en cada uno de los mercados en los que la Sociedad cuenta o contará con Proyectos propios operativos en su condición de IPP (según la terminología anglosajona habitual en la industria).
- 3) **Servicios:** En esta área se incluyen los servicios prestados a los Proyectos una vez alcanzada la fecha puesta en marcha o “*commercial operation date*” (el “**COD**”) y que, por tanto, se encuentran en su fase operativa, comprendiendo los servicios prestados bajo los Contratos de O&M y los Contratos de *Asset Management* tanto a proyectos propios (*i.e.* en la condición de IPP) como a proyectos de terceros.

### 2.6.8. Fases del pipeline

La Sociedad clasifica internamente las distintas fases que atraviesa un Proyecto en las siguientes (entre paréntesis, la probabilidad de que el Proyecto acabe siendo construido y operado, según las estimaciones de la Sociedad sobre la base de su histórico de Proyectos):

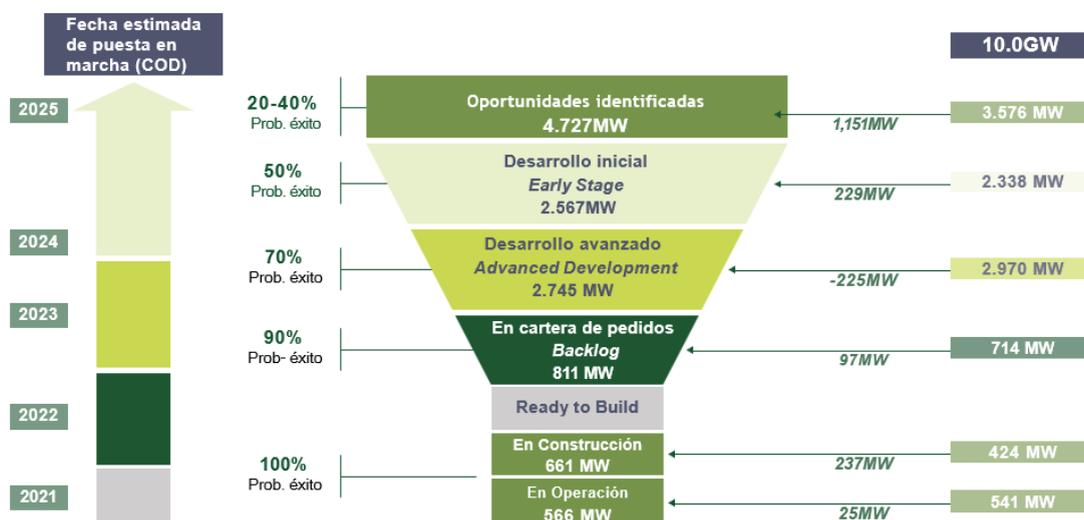
- 1) **Oportunidad identificada o *Identified opportunity* (>20%, pero <40%)** significa aquel Proyecto con factibilidad técnica y financiera, atendiendo a las siguientes circunstancias: (i) existe posibilidad de suelo; (ii) el acceso a la red eléctrica se considera viable operativamente; y/o (iii) concurre posibilidad de venta a terceros.
- 2) **Desarrollo inicial o *Early stage* (50%)** significa aquel Proyecto que, sobre la base de una Oportunidad Identificada, se aprueba internamente para entrar en fase de inversión, realizándose las pertinentes solicitudes para acceder a la red eléctrica e iniciándose las negociaciones por el suelo.
- 3) **Desarrollo avanzado o *Advanced development* (70%)** significa aquel Proyecto que se encuentra en una avanzada situación técnica y financiera dado que: (i) el suelo está asegurado o se estima que existe más de un 50% de probabilidad de obtenerse; (ii) se han realizado las pertinentes solicitudes para acceder a la red eléctrica con una estimación superior al 90% de conseguirse; y (iii) se ha solicitado el permiso medioambiental.
- 4) **En Cartera de pedidos o *Backlog* (90%)** significa aquel Proyecto que se encuentra en una fase final previa a la construcción donde: (i) el terreno y los accesos a la red eléctrica están asegurados; (ii) existe más de un 90% de probabilidad de obtención

del permiso medioambiental; y (iii) existe un PPA o un contrato marco con un comprador de energía o un banco que está preparado para ser firmado, o bien un esquema de estabilización de precios bancable (e.g. PMGD en Chile).

- 5) **En Construcción o Under construction (100%)** significa aquel Proyecto en el que ya se ha dado orden al constructor EPC para comenzar la construcción bajo el Contrato EPC correspondiente.
- 6) **En Operación o In Operation** significa aquel Proyecto en el que el certificado de aceptación ha sido firmado por aquella entidad que vaya a ser la propietaria del Proyecto en cuestión y en el que la responsabilidad del activo ha sido trasladada desde la entidad que desempeñe las funciones de constructor EPC al equipo de operación del Grupo.

Las autorizaciones administrativas correspondientes pueden obtenerse en cualquiera de las distintas fases del pipeline, incluyendo durante la etapa de construcción.

De conformidad con la información del primer trimestre de 2022 publicada por el Emisor el 24 de mayo de 2022, el Grupo tenía un *pipeline* de más de 11,5 GWs en Proyectos solares y eólicos en distintas fases de desarrollo, así como 5,0 GWs en *pipeline* de Proyectos de almacenamiento (*storage*):



Debe advertirse que esta clasificación de fases del *pipeline* se ha realizado por la propia Sociedad sobre la base de su experiencia previa en Proyectos realizados, usando sus propios criterios y procedimientos internos, tal y como se han venido empleando a efectos de control de riesgos y planificación de recursos, sin que esta clasificación haya sido revisada o verificada por ningún tercero. La definición de cada una de estas fases y sus hitos, así como el porcentaje de probabilidad de que el Proyecto acabe siendo construido y operado, puede no ser necesariamente la misma que la que puedan emplear otras compañías de su mismo sector o industria, de forma que el número de Proyectos identificados para cada una de las fases, en particular para la de *Backlog* puede no ser el mismo que el que hubiera realizado otra

compañía del sector o industria.

De acuerdo con esta clasificación, la descripción del *pipeline* según la información publicada por el Emisor para el primer trimestre de 2022 para cada una de las tecnologías desarrolladas por el Grupo (energía solar y eólica) es la siguiente por MWs en cada localización geográfica:

**Proyectos de Energía Solar, con un pipeline de Proyectos con una potencia total agregada de 10 GW**

(MW) Primer trimestre 2022	En Operación	En Construcción	En Cartera de Pedidos (Backlog)	Desarrollo avanzado	Desarrollo inicial	Oportunidad Identificada	Pipeline total
<b>Probabilidad de éxito</b>		100%	90%	70%	50%	20%- 40%	
Estados Unidos				454	420	1.008	<b>1.882</b>
<b>Total Norte América</b>	----	----	----	<b>454</b>	<b>420</b>	<b>1.008</b>	<b>1.882</b>
Chile	223	486	149	1.098	250	558	<b>2.542</b>
Colombia	48	25	60	204	288	880	<b>1.456</b>
México	35	----	----	----	----	----	--
Perú	----	----	80	150	----	95	<b>325</b>
<b>Total Latam</b>	<b>306</b>	<b>511</b>	<b>289</b>	<b>1.452</b>	<b>538</b>	<b>1.533</b>	<b>4.323</b>
España	200	150	522	575	----	750	<b>1.997</b>
Italia	----	----	----	58	188	522	<b>768</b>
Reino Unido	----	----	----	95	375	43	<b>513</b>
Polonia	----	----	----	----	336	292	<b>628</b>
<b>Total Europa</b>	<b>200</b>	<b>150</b>	<b>522</b>	<b>728</b>	<b>899</b>	<b>1.607</b>	<b>3.905</b>
<b>Total</b>	<b>506</b>	<b>661</b>	<b>811</b>	<b>2.634</b>	<b>1.857</b>	<b>4.147</b>	<b>10.110</b>
<b>Número de Proyectos</b>	23	28	19	41	33	98	<b>219</b>

**Proyectos de Energía Eólica, con un pipeline de Proyectos con una potencia total agregada de 1,4 GW**

(MW) 28/02/2022	En Operación	En Construcción	En Cartera de Pedidos (Backlog)	Desarrollo avanzado	Desarrollo inicial	Oportunidad Identificada	Pipeline total
Probabilidad de éxito		100%	90%	70%	50%	20%-40%	
Argentina	24	----	----	----			
Perú	36	----	----	112	360	380	852
Chile	----	----	----	----	350	----	350
<b>Total Latam</b>	<b>60</b>	----	----	<b>112</b>	<b>710</b>	<b>380</b>	<b>1.202</b>
España	----	----	----	----	----	200	200
<b>Total Europa</b>	----	----	----	----	----	<b>200</b>	<b>200</b>
<b>Total</b>	<b>60</b>	----	----	<b>112</b>	<b>710</b>	<b>580</b>	<b>1.402</b>
Número de Proyectos	3	----	----	2	3	8	13

El *pipeline* total en Proyectos de Energía Solar y en Energía Eólica aumentó en 5,4 GW respecto a los datos del primer trimestre de 2021. Los principales hitos han sido los siguientes:

**1) Continúa el desarrollo y construcción de los Proyectos para terceros (B2S)**

- Durante el primer trimestre de 2022 se ha vendido un Proyecto solar PThGD en Chile, contribuyendo al objetivo de entre 100 y 200 ThW de B2S para el ejercicio.
- Actualmente se encuentran en construcción 6 Proyectos PThGDs, que se destinarán a venta a terceros.

**2) Avance en las conexiones de Proyectos propios (B2O).**

- Conectados durante el primer trimestre de 2022 otros dos Proyectos PThGD en Chile (25 ThW).
- En construcción 21 parques PThGDs en Chile (189 ThW), 2 Proyectos de distribución en Colombia (24 ThW), se mantiene a buen ritmo la construcción del Proyecto Belinchón en España (150 ThW) a la vez que comienza la construcción del Proyecto *utility scale* Gran Tenó en Chile (240 ThW).
- Se espera iniciar la construcción en breve de los Proyectos *utility scale* en España (Tabernas, Ayora, José Cabrera).

**3) Importantes avances en la maduración del pipeline en desarrollo**

- *Pipeline* total en desarrollo de 11,5 GWs, lo que supone un incremento de 5,4 GW en los

últimos 12 meses.

- 2,7 GW en *Advanced Development* y 811 ThW en *Backlog*, que aseguran el crecimiento del Grupo en el corto y medio plazo.
- En fase final de negociación de PPAs para los parques de Tabernas (300 ThW), Ayora (172 ThW) y Gran Teno (240 ThW).

### Proyectos de almacenamiento de energía (*storage*) con una potencia total agregada de 1.402 MW

(MW) 28/02/2022	Desarrollo avanzado	Desarrollo inicial	Pipeline total MW	Pipeline total MWh
<b>Probabilidad de éxito</b>	70%	50%		
Chile	----	523	523	2.615
<b>Total Latam</b>	----	<b>523</b>	<b>523</b>	<b>2.615</b>
España	50	327	377	1.530
Italia	----	22	22	49
Reino Unido	----	165	165	165
<b>Total Europa</b>	50	514	<b>564</b>	<b>1.744</b>
Estados Unidos	----	146	146	582
<b>Total Norte América</b>	----	<b>146</b>	<b>146</b>	<b>582</b>
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>1,183</b>	<b>1,233</b>	<b>4.941</b>
Número de Proyectos	1	56	57	57

#### 2.6.9. Procedimientos judiciales, administrativos y de arbitraje

##### A) Arbitraje relativo a los contratos de suministro de los Proyectos Huambos y Duna

En el año 2016 las filiales de nuestro Grupo GR Paino y GR Taruca suscribieron con el Estado peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas, abreviadamente “MINEM”) ciertos contratos de suministro bajo la normativa de Recursos Energéticos Renovables (“RER”) (los “**Contratos de Suministro RER**”) para inyectar una cantidad anual de energía en el sistema eléctrico con sus centrales eólicas Huambos y Duna en proyecto, de 18 MW y 7 aerogeneradores cada una, a ser pagadas a la tarifa de adjudicación (costos marginal o precio spot más prima) por la demanda, a partir de la puesta en operación comercial de estas centrales; comprometiéndose tales empresas a construir y poner en operación comercial las referidas centrales, en cumplimiento de los respectivos cronogramas que forman parte de los Contratos de Suministro RER, y cuyo último hito era la correspondiente puesta en operación comercial. Con dicha suscripción contractual, GR Paino

y GR Taruca entregaron garantías al MINEM por 10,8 millones de euros para respaldar el cumplimiento de los referidos cronogramas (a los efectos de este apartado, las “Garantías”).

En los Contratos de Suministro RER las partes pactaron lo siguiente: (i) desde el momento en que el organismo supervisor peruano denominado Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (abreviadamente, OSINERGMIN) verificase el cumplimiento del 75% del importe de inversión, el MINEM debía devolver a las empresas el 50% de las Garantías; (ii) verificada la Puesta en Operación Comercial (como se define más abajo), se entienden por cumplidos los cronogramas respectivos, y el MINEM debe devolver las Garantías; (iii) si no se verificaba la Puesta en Operación Comercial al 31 de diciembre de 2020, por cualquier motivo, los Contratos de Suministro quedan resueltos de pleno derecho y el MINEM tiene derecho a ejecutar las Garantías, a menos que se hubiesen iniciado procesos arbitrales en cuyo caso está prohibido ejecutar las Garantías; y (iv) se definió como “Puesta en Operación Comercial” como aquella fecha en la que el COES emite las denominadas “Certificaciones de Operación Comercial”.

El 30 de diciembre de 2020, la dirección ejecutiva del operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano (el “COES”), como primera instancia de dicha entidad, emitió las Certificaciones de Operación Comercial de las centrales eólicas Huambos y Duna, con efectividad a partir del 31 de diciembre de 2020.

Ello, de un lado, de acuerdo los procedimientos que rigen la actuación del COES (PR-20) y que señalan que a las centrales eólicas se otorga la puesta en operación comercial en tanto prueben inyecciones de las mismas, es decir, con prescindencia de los aerogeneradores de los que provengan tales inyecciones.

El 21 de enero de 2021, la Dirección Ejecutiva del COES, ante una carta del OSINERGMIN en la que preguntó al COES cuál era la razón por la cual había emitido las Certificaciones de Operación Comercial de las centrales eólicas Duna y Huambos a pesar que las empresas sólo tenían instalados y funcionando 5 aerogeneradores (y no 7), decidió, suspender temporalmente las Certificaciones de Operación de las referidas centrales, hasta que las empresas cumplieren con presentar documentación complementaria: inyecciones de los 2 aerogeneradores restantes.

Por tanto, la Dirección Ejecutiva del COES no anuló ni revocó las Certificaciones de Operación Comercial (con lo cual se habría invalidado y desaparecido de la existencia jurídica dichas certificaciones), sino solo las suspendió temporalmente, hasta que las empresas cumplieren con el requerimiento de presentar inyecciones de 2 aerogeneradores más.

En diciembre de 2020, GR Paino y GR Taruca solicitaron al OSINERGMIN verificar su inversión hecha para que se redujesen las Garantías en un 50% por haber invertido más del 75% de la inversión comprometida a dicha fecha.

El 24 de febrero de 2021, MINEM, dando respuesta a estos requerimientos, los negó, sobre la base de argumentar que el 1 de enero de 2021 los Contratos de Suministro RER habían quedado resueltos de pleno derecho.

Ante esta situación, GRENERGY inició el 1 de marzo de 2021 los correspondientes

procedimientos arbitrales contra el MINEM en la Cámara de Comercio de Lima para solucionar esta situación legal y evitar la ejecución incorrecta e ilegal de sus garantías, planteando como pretensiones que el Tribunal Arbitral declare la plena vigencia del Contrato de Suministro RER y ordene la devolución de las cartas fianzas otorgadas en favor del MINEM como garantías de fiel cumplimiento. El 4 de marzo de 2021, el banco local peruano recibió comunicación del desistimiento de la ejecución de las garantías por parte del MINEM.

En lo relativo a la ejecución de las Garantías, así como a la pérdida del contrato de Suministro RER, sobre la base de las conclusiones determinadas por los asesores legales externos peruanos e internos de GREENERGY, estos asesores consideran con una probabilidad remota la ejecución de dichas Garantías, así como la pérdida del contrato de suministro RER.

Sobre la base de la evaluación del riesgo realizada por los abogados externos peruanos e internos del Grupo, la Dirección de GREENERGY ha decidido no registrar ningún tipo de provisión en las cuentas anuales consolidadas de 2021 tras el análisis de los flujos futuros en el test de deterioro de los activos asociados a dichos parques eólicos.

#### B) Arbitraje relativo a los PPAs en el Proyecto de Los Escuderos

En el ejercicio 2020, el Grupo GREENERGY firmó con un tercero cuatro contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA). Los cuatro PPAs tienen las mismas características. En estos contratos, las partes se obligan a liquidar por diferencias entre el precio fijado y el precio de mercado una cantidad de energía determinada a partir del 1 de agosto de 2021.

Sin embargo, han ocurrido varios acontecimientos imprevistos que han impactado sustancialmente la construcción de los parques y el mercado eléctrico, generándose una disputa entre las contrapartes de los contratos por valor estimado de 18,7 millones de euros. Con fecha 4 de agosto de 2022, GREENERGY ha presentado una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI) para solucionar esta disputa.

Sobre la base de la evaluación del riesgo realizada por los abogados externos e internos del Grupo GREENERGY, la Dirección de GREENERGY ha decidido registrar una pérdida de 10,7 millones de euros (6,3 millones se registraron en el ejercicio 2021 y 4,4 millones de euros se han registrado a 30 de junio de 2022). Por la diferencia (esto es, 8 millones de euros), la Dirección de GREENERGY ha decidido no registrar ningún tipo de provisión ya que la calificación del riesgo asociado es no probable y, por tanto, no existiría ningún impacto en los estados financieros resumidos consolidados.

#### ***2.6.10. Régimen de consolidación fiscal con Daruan***

Hasta el ejercicio 2018 el Emisor presentaba el Impuesto sobre Sociedades bajo el régimen de tributación consolidada en España junto con Daruan (accionista mayoritario de GREENERGY) y el resto de las sociedades que conforman el grupo fiscal de Daruan y sociedades dependientes, lo cual implicaba la responsabilidad solidaria de las deudas tributarias entre todas las sociedades españolas que formaban parte de dicho grupo de consolidación fiscal. El 16 de diciembre de 2019 se produjo una colocación privada de acciones de la Sociedad, en virtud de la cual Daruan (accionista mayoritario de la Sociedad) redujo su porcentaje de

participación en el capital de la Sociedad hasta el 68%. Por este motivo, y como consecuencia de la reducción de la participación de Daruan por debajo del 70% del capital, GREENERGY y las Filiales de nacionalidad española han dejado de pertenecer al grupo fiscal de Daruan y sociedades dependientes, y por consiguiente a tributar en el Impuesto sobre Sociedades cada una de ellas de forma individual.

No obstante, esto no implica la extinción de la responsabilidad solidaria antes mencionada en relación con los ejercicios en los que GREENERGY formaba parte del Grupo de Consolidación Fiscal. Dicha responsabilidad solidaria se irá extinguiendo a medida que prescriba el Impuesto sobre Sociedades del Grupo de Consolidación Fiscal correspondiente a los ejercicios en los que el Emisor formaba parte del Grupo de Consolidación Fiscal (hasta 2018 inclusive). Con carácter general, el ejercicio 2018 prescribiría el 25 de julio de 2023, si bien podría haberse interrumpido la prescripción por actuaciones de la Agencia Tributaria, en cuyo caso el plazo de prescripción se extendería más allá de dicha fecha.

### 2.6.11. Endeudamiento financiero a largo y corto plazo

Según se describe en las cuentas anuales consolidadas auditadas de la Sociedad para los ejercicios de 2020 y 2021, la composición de estas partidas del balance consolidado es la siguiente (cantidades en miles de euros):

NIIF-UE	Deudas a largo plazo	Deudas a corto plazo	Total al 31.12.20	Deudas a largo plazo	Deudas a corto plazo	Total al 31.12.21
<b>Obligaciones y valores negociables</b>	<b>21.497</b>	<b>152</b>	<b>21.649</b>	<b>31.223</b>	<b>32.146</b>	<b>63.369</b>
<b>Deudas con entidades de crédito</b>	<b>106.608</b>	<b>16.717</b>	<b>123.325</b>	<b>201.905</b>	<b>34.148</b>	<b>236.053</b>
Préstamos	106.608	15.052	121.660	201.905	34.148	236.053
Pólizas de crédito	-	976	976	-	-	-
Financiación extranjero a corto plazo	-	689	689	-	-	-
<b>Otros pasivos financieros</b>	<b>156</b>	<b>3.054</b>	<b>3.210</b>	<b>-</b>	<b>156</b>	<b>156</b>
<b>Derivados</b>	<b>2.044</b>	<b>353</b>	<b>2.397</b>	<b>15.323</b>	<b>6.326</b>	<b>21.649</b>
<b>Pasivos por arrendamiento financiero</b>	<b>4.200</b>	<b>682</b>	<b>4.882</b>	<b>11.051</b>	<b>1.389</b>	<b>12.440</b>
<b>Total</b>	<b>134.505</b>	<b>20.958</b>	<b>155.463</b>	<b>259.502</b>	<b>74.165</b>	<b>333.667</b>

A 31 de diciembre de 2021, el detalle de las deudas por plazos remanentes de vencimiento es el siguiente, según las cuentas anuales consolidadas auditadas (cantidades en miles de euros):

NIIF-UE	Obligaciones y valores negociables	Deudas con entidades de crédito	Otras deudas	Derivados	Acreedores arrendamiento financiero	Total
Hasta 31.12.2022	32.146	34.148	156	6.326	1.389	<b>74.165</b>
Hasta 31.12.2023	9.773	17.896	-	9.417	1.389	<b>38.475</b>

Hasta 31.12.2024	21.450	18.682	-	4.451	1.105	<b>45.688</b>
Hasta 31.12.2025	-	17.855	-	349	948	<b>19.152</b>
Hasta 31.12.2026	-	17.141	-	92	798	<b>18.031</b>
Más de 5 periodos	-	130.331	-	1.014	6.811	<b>138.156</b>
<b>Total</b>	<b>63.369</b>	<b>236.053</b>	<b>156</b>	<b>21.649</b>	<b>12.440</b>	<b>333.667</b>

### 2.1.7.1. Préstamos con entidades de crédito

El detalle de los préstamos suscritos y sus principales condiciones a 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

NIIF-UE				Miles de euros		
Entidad financiera	Fecha de vencimiento	Tipo de garantía	Cuotas	Pasivo no corriente	Pasivo corriente	Total
Banco Sabadell	20/10/2021	Corporativa	Mensual	-	-	-
Banco Sabadell (USD)	19/04/2021	Corporativa	Mensual	-	-	-
KFW Bank	31/07/2034	Garantía del proyecto	Semestral	23.964	3.818	27.782
CAF-Banco de Desarrollo de América Latina & ICO	30/04/2036	Garantía del proyecto	Semestral	18.960	937	19.897
Sinia Capital	30/11/2035	Garantía del proyecto	Semestral	5.304	743	6.047
Banco Security, Banco del Estado de Chile y Penta Vida Compañía de Seguros de Vida	08/11/2036	Garantía del proyecto	Semestral	45.523	2.032	47.555
Sinia Renovables	08/11/2036	Garantía del proyecto	Semestral	9.216	2.435	11.651
Banco Sabadell (ICO)	30/04/2025	Corporativa	Mensual	1.779	737	2.516
Bankinter (ICO)	30/04/2025	Corporativa	Mensual	1.231	489	1.720
BBVA (ICO)	13/05/2025	Corporativa	Mensual	298	122	420
Bankia (ICO)	30/04/2025	Corporativa	Mensual	1.338	529	1.867
Banco Santander (ICO)	30/04/2025	Corporativa	Mensual	735	295	1.030
CaixaBank (ICO)	30/04/2025	Corporativa	Mensual	637	244	881
Banco Santander (ICO)	01/09/2025	Corporativa	Mensual	694	245	939
CIFI Latam	30/12/2021	Garantía del proyecto	Semestral	-	15.342	15.342
KFW Bank y Bankinter	31/08/2038	Garantía del proyecto	Semestral	17.925	1.254	19.179
KFW Bank y Bankinter	31/08/2038	Garantía del proyecto	Semestral	15.980	1.124	17.104
KFW Bank y Bankinter	31/08/2038	Garantía del proyecto	Semestral	17.419	1.215	18.634
KFW Bank y Bankinter	31/08/2038	Garantía del proyecto	Semestral	17.908	1.251	19.159
FOND-ICO INFRAESTRUCTURAS F.I.C.C. (AXIS)	II, 31/10/2038	Garantía del proyecto	Semestral	2.984	334	3.318
FOND-ICO INFRAESTRUCTURAS F.I.C.C. (AXIS)	II, 31/10/2038	Garantía del proyecto	Semestral	2.984	334	3.318
FOND-ICO INFRAESTRUCTURAS F.I.C.C. (AXIS)	II, 31/10/2038	Garantía del proyecto	Semestral	2.984	334	3.318
FOND-ICO INFRAESTRUCTURAS F.I.C.C. (AXIS)	II, 31/10/2038	Garantía del proyecto	Semestral	2.984	334	3.318
Natixis	31/12/2027	Garantía del proyecto	Semestral	11.058	-	11.058
<b>Total</b>				<b>201.905</b>	<b>34.148</b>	<b>236.053</b>

Todos los préstamos suscritos han devengado tipos de interés de mercado.

### 2.1.7.2. Pólizas de crédito y financiación de operaciones en el extranjero

A 31 de diciembre de 2021, la Sociedad tenía suscritas pólizas de crédito y financiación de

crédito a operaciones en el extranjero con diversas entidades financieras, incluyendo las principales entidades de crédito españolas (e.g. Banco Santander, Bankinter, Banco Sabadell, CaixaBank, BBVA, Bankia), con un límite máximo concedido agregado de 118,341 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 (de los cuales se ha dispuesto la totalidad).

Las líneas de financiación para operaciones en el extranjero contratadas por la Sociedad incluyen tanto operaciones de crédito como coberturas por garantía, créditos documentarios y avales.

#### **2.1.7.3. Otros pasivos financieros**

A 31 de diciembre de 2021, la partida “Otros pasivos financieros” ascendía a 156.000 euros, los cuales se clasificaron como “pasivo corriente” y procedían del importe pendiente de reembolso al cierre del ejercicio 2021 de un préstamo sin intereses concedido por el CDTI el 13 de octubre de 2011 por un importe total de 521.000 euros para ayudar a financiar las inversiones necesarias para el proyecto “Diseño y Modelización de un sistema de predicción del comportamiento y control integral para instalaciones distribuidoras de energía”.

#### **2.1.7.4. Obligaciones y valores negociables**

En octubre de 2019, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó el establecimiento del denominado “Programa de Renta Fija Greenergy Renovables 2019”, al amparo del cual la Sociedad podía emitir valores de renta fija a medio y largo plazo, por un importe nominal máximo total de hasta 50.000.000 euros. En este sentido, en octubre de 2019, se incorporó el correspondiente documento base informativo de incorporación en el Mercado Alternativo de Renta Fija (MARF) con el objeto de incorporar a negociación en dicho mercado los bonos que se emitieran al amparo del “Programa de Renta Fija Greenergy Renovables 2019” dentro de su periodo de vigencia (esto es, 1 año desde la fecha de incorporación del documento base informativo de incorporación en el MARF) (el “**Primer Programa de Bonos Verdes**”).

En noviembre de 2019, la Sociedad llevó a cabo una emisión de bonos al amparo del referido Primer Programa de Bonos Verdes por un importe nominal de 22.000.000 euros, con un tipo de interés del 4,75% y vencimiento en noviembre de 2024. Los intereses devengados en el ejercicio 2021 han ascendido a 1.197 miles de euros (1.197 miles de euros en el ejercicio 2020). La emisión fue validada por Vigeo Eiris en cuanto a criterios ESG, de acuerdo con las directrices de los Green Bond Principles.

Esta emisión de bonos está sujeta al cumplimiento de una serie de *covenants* que a 31 de diciembre de 2021 y 2020 se cumplían.

El marco de financiación verde del Emisor recibió en septiembre de 2021 una *Second Party Opinion* (SPO) de la agencia de calificación ESG Sustainalytics. El informe considera el impacto positivo en el medio ambiente del uso de los fondos y evalúa la credibilidad del marco de financiación verde del Emisor, así como su alineación con los estándares internacionales.

El pasado 22 de marzo de 2022, el Emisor registró un nuevo programa de bonos verdes en el MARF por importe nominal máximo total de 100 millones de euros destinado a financiar su

plan estratégico y que permitirá acelerar la generación de *pipeline* en las distintas regiones donde opera el Grupo, y con fecha 5 de abril de 2022 se realizó la primera emisión al amparo de este Programa por importe nominal de 52.500.000 euros y con fecha de vencimiento y amortización ordinaria el 5 de abril de 2027. Para más detalles de este segundo programa de bonos verdes y de la primera emisión realizada a su amparo, véase apartado 2.6.14.2. (*Segundo Programa de Bonos Verdes en MARF*) de este DBI.

#### **2.6.12. Aspectos medioambientales que puedan afectar a la actividad del Emisor**

Una de las fases más importante en el desarrollo de cualquier Proyecto de energía solar fotovoltaica o eólica es la realización de los estudios y declaraciones del impacto ambiental que tendrá la instalación en cuestión.

En cada país suele tener una denominación diferente (e.g. DIA o pertinencia ambiental en Chile, MIA en México, Evaluación de Impacto Ambiental, etc.) pero el objetivo es exactamente el mismo, medir y reducir el impacto real sobre el medioambiente en la ejecución de cualquier Proyecto.

El principal encargado de prevenir el deterioro ambiental en cada país es el organismo público correspondiente, que lidera la evaluación del Impacto Ambiental de cualquier actividad. Este instrumento permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país; a través de él se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables.

Existen diversos tipos de impactos ambientales, pero fundamentalmente se pueden clasificar en tres tipologías, de acuerdo con su origen:

- ✓ Impacto ambiental provocado por el aprovechamiento de recursos naturales ya sean renovables, tales como el aprovechamiento forestal o la pesca; o no renovables, tales como la extracción del petróleo o del carbón.
- ✓ Impacto ambiental provocado por la contaminación. Todos los proyectos que producen algún residuo (peligroso o no), emiten gases a la atmósfera o vierten líquidos al ambiente.
- ✓ Impacto ambiental provocado por la ocupación del territorio. Los proyectos que al ocupar un territorio modifican las condiciones naturales por acciones tales como tala rasa, compactación del suelo y otras.

Los Proyectos que lleva a cabo GREENERGY suelen verse principalmente afectados por el impacto ambiental provocado por la ocupación del territorio, razón por la que en el inicio de todos los desarrollos se buscan y localizan terrenos cuyas características hacen que la ejecución del proyecto no modifique ninguna característica esencial del mismo o incluso que lo mejore desde un punto de vista medioambiental.

Otro tipo de impacto suele ser el de la contaminación, dada la maquinaria que se utiliza en algunos casos para mover tierras y hacer la obra civil o transportar materiales, o posibles derrames de aceites empleados en los equipos transformadores de energía. Este aspecto es

muy tenido en cuenta por parte de los encargados de ejecutar las obras, tratando siempre de optimizar la organización del transporte de los equipos y por otro lado adaptando siempre el proyecto a la orografía, para evitar al máximo el movimiento de tierras, así como adoptar las adecuadas medidas de protección frente a posibles derrames de aceites y otros productos potencialmente contaminantes.

Los estudios medioambientales se realizan por parte de consultoras e ingenierías especializadas y contratadas por GREENERGY para la elaboración de los mismos en función de proyecto. Los organismos públicos respectivos revisan, solicitan aclaraciones, objeciones o comentarios a los estudios mencionados.

Una vez analizado detalladamente, se decide la conveniencia o no de realizar la actividad estudiada y se determinan las condiciones y medidas que se deben tomar para proteger adecuadamente el ambiente y los recursos naturales afectos por el Proyecto.

GREENERGY cumple con la normativa fundamental en materia medioambiental tanto en su actividad de oficina como durante las fases de construcción y operación de las plantas de generación fotovoltaica.

La norma ISO 14001 es la norma internacional de sistemas de gestión ambiental (SGA), que ayuda a identificar, priorizar y gestionar los riesgos ambientales, como parte de las prácticas de negocios habituales. Exige a la empresa crear un plan de manejo ambiental que incluye objetivos y metas ambientales, políticas y procedimientos para lograr esas metas, responsabilidades definidas, actividades de capacitación del personal, documentación y un sistema para controlar cualquier cambio y avance realizado. La norma ISO 14001 describe el proceso que debe seguir la empresa y le exige respetar las leyes ambientales nacionales.

### ***2.6.13. Aspectos del marco regulatorio de producción y venta de energías renovables en cada país donde opera el Grupo que pueden afectar a la actividad del Emisor***

#### ***2.6.13.1. España***

En el caso particular de los Proyectos que actualmente está desarrollando el Grupo GREENERGY en España, el riesgo de un cambio del marco regulatorio es limitado en la medida en la que los ingresos de las instalaciones de producción de estos Proyectos no estarán sujetos al régimen del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (el “**Real Decreto 413/2014**”), en virtud del cual se aprobaron ciertos parámetros retributivos para instalaciones tipo que ya estuvieran en operación a la fecha de entrada en vigor de dicho Real Decreto y que prevén la revisión de dichos parámetros retributivos en períodos regulatorios de 6 años sobre la base de la rentabilidad razonable de las instalaciones, calculada dicha rentabilidad como el rendimiento del Bono español a 10 años más 300 puntos básicos.

No obstante, si la revisión de dichos parámetros retributivos del Real Decreto 413/2014 para el período regulatorio 2020-2025 fuera superior a la prevista o esperada por el mercado, o el precio del bono español a 10 años experimentase una fuerte subida de tipo, ello podría hacer más atractiva la inversión en proyectos “*brownfield*” que se beneficien de dichos parámetros

retributivos (en particular, la Retribución a la Inversión y la Retribución a la Operación), por contraposición a la inversión en proyectos “*greenfield*”, y por tanto, perjudicar los márgenes de negocio obtenidos por el Emisor en la venta de Proyectos a terceros inversores.

Asimismo, la actividad de generación de energía del Grupo en España como IPP (*Independent Power Producer*) está sometida además a diversos costes externos definidos por la regulación, como son el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica introducido por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y cuya base imponible, tipo de gravamen (actualmente del 7%) o devengo (actualmente suspendido) podría cambiar en el futuro.

El 23 de noviembre de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre de 2019, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. Los principales aspectos recogidos en el Real Decreto-ley son:

- Establece la rentabilidad razonable para renovables, cogeneración y residuos y la tasa de retribución financiera para la producción en los territorios no peninsulares para el periodo 2020-2025. Se actualiza el valor al 7,09% vs el 7,398% o el 7,503% según el tipo de instalaciones.
- Establece que el Gobierno aprobará antes del 29 de febrero de 2020 el resto de los parámetros retributivos que serán de aplicación entre 2020 y 2025, que requerían previamente de la definición de la rentabilidad razonable que se lleva a cabo en la norma.
- Incorpora un mecanismo al que se podrán acoger las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013: da la opción a sus titulares de mantener una rentabilidad razonable por sus instalaciones del 7,398% hasta 2031. Esta medida no será de aplicación cuando exista el derecho a percibir una indemnización como consecuencia de una sentencia firme o un laudo arbitral definitivo, o se mantengan abiertos los procesos arbitrales o judiciales en curso, salvo que se acredite renuncia fehaciente a la percepción de dicha compensación, continuación o reinicio de dichos procesos. Además, las instalaciones que así lo deseen podrán renunciar al marco retributivo que regula este Real Decreto-ley, y acogerse al ordinario, sujeto a revisión cada seis años.

El 21 de enero de 2020 el Consejo de Ministros aprobó el acuerdo de Declaración ante la Emergencia Climática y Ambiental en España en la que el Ejecutivo se compromete en los primeros 100 días a:

- Llevar a las Cortes un proyecto de ley que garantice alcanzar las emisiones netas cero no más tarde de 2050, impulsado para ello un sistema eléctrico 100% renovable, un parque de turismos y de vehículos comerciales con emisiones de 0 gramos de CO<sub>2</sub> por kilómetro, un sistema agrario neutro en emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, y un sistema fiscal, presupuestario y financiero compatibles con la necesaria descarbonización de la economía y de la sociedad.

- Definir la senda de descarbonización a largo plazo de nuestro país, que asegure el objetivo de neutralidad climática a más tardar en el año 2050.
- Presentar el segundo Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.
- Impulsar la transformación de nuestro modelo industrial y del sector servicios a través de Convenios de Transición Justa y de medidas de acompañamiento.

El 28 de febrero de 2020 se publicó la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero de 2020, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero del 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

El 6 de marzo de 2020 se publicaron las Resoluciones de 26 de febrero de 2020, de la CNMC, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras y transportadoras de energía eléctrica para el ejercicio 2020. Estaba prevista la aprobación de una resolución retributiva para el ejercicio 2020 no obstante, en tanto dicha resolución retributiva no sea aprobada y surta efectos, se deberá seguir aplicando en las primeras liquidaciones del ejercicio 2020 la retribución aprobada en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, para las distribuidoras y la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, para las transportistas, por la que se establece la retribución para el año 2016, última retribución que se encuentra aprobada y que se ha venido aplicando los últimos ejercicios.

El 26 de marzo de 2020 se publicó la Orden TED/287/2020, de 23 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2020.

En el marco de la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”, en virtud de la Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, se publicó el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adoptó la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, remitido a la Comisión Europea.

El 24 de junio de 2020 se publicó el Real Decreto-ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Contiene una batería de medidas para impulsar, de forma ordenada y rápida, la transición energética hacia un sistema eléctrico 100% renovable y favorecer la reactivación económica en línea con el Pacto Verde Europeo. La norma entre otras cosas, elimina barreras para el despliegue masivo de fuentes renovables, define nuevos modelos de negocio y fomenta la eficiencia energética, establece hitos y plazos temporales para evitar movimientos especulativos en la utilización de los permisos de acceso a la red, crea un nuevo sistema de subastas que ofrece estabilidad al inversor y permite que el conjunto de los consumidores se beneficie de los ahorros asociados a la integración de renovables en el sistema y habilita la posibilidad de inyectar el superávit de ejercicios anteriores con el objeto de asegurar la liquidez del sistema y mitigar los desajustes que ha provocado la crisis del COVID-19.

El 22 de septiembre de 2020 el Gobierno aprobó el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.

El 3 de noviembre de 2020 se publicó el Real Decreto 960/2020, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Se ha aprobado en aplicación del RDL 23/2020 como marco retributivo alternativo al régimen retributivo específico. Establece el ámbito de aplicación de subastas para instalaciones de generación renovables, el régimen retributivo a percibir, así como los requisitos y garantías exigibles.

Derivado de este Real Decreto se ha aprobado la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. La convocatoria de la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en esta Orden, con los detalles específicos de la misma, se recoge en la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía. Esta primera subasta se celebró el 26 de enero de 2021 para un cupo de 3.000 MW renovables, con dos reservas mínimas de al menos 1.000 MW eólicos y 1.000 MW solar fotovoltaica. El 28 de enero de 2021 se publicó en el BOE la Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

El 30 de diciembre de 2020 se publicó el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este real decreto tiene por objeto establecer los principios y criterios en relación con la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplicarán a productores, consumidores, titulares de instalaciones de almacenamiento y titulares y gestores de las redes de transporte y distribución. Este Real Decreto ha sufrido ciertas modificaciones a través del Real Decreto 29/2021 aprobado el 21 de diciembre de 2021. En febrero de 2021, se aprobó la Estrategia de Almacenamiento Energético con la meta de alcanzar los 20 GW en 2030 y los 30 GW en el horizonte de 2050, permitiendo así respaldar el despliegue de energías renovables para que sean claves en garantizar la seguridad de suministro y en facilitar unos precios más bajos de la energía.

El 21 de mayo de 2021, entró en vigor la nueva Ley de Cambio Climático y Transición Energética (PLCCTE). Con ello, se establece el marco normativo e institucional para facilitar la progresiva adecuación de la realidad nacional a las exigencias que regulan la acción climática y que facilitará y orientará la descarbonización de la economía española a 2050, una descarbonización que tiene que ser socialmente justa.

Debido a la situación de precios altos que empezaron a darse durante 2021, el Gobierno aprobó el Real Decreto-ley 17/2021 y el Real Decreto-ley 23/2021 para establecer medidas compensatorias que ayudasen a mitigar el impacto.

Por último, durante este ejercicio de 2022, cabe destacar la entrada en vigor de: (i) el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, que incluye, entre otras, medidas energéticas, como la rebaja fiscal en la factura de la luz y el respaldo a la competitividad de la industria electrointensiva, con la reducción hasta final de año del 80% de los peajes, ayudas directas a empresas gasintensivas, de sectores como el papel y el cartón, el vidrio o la cerámica, y la agilización de los proyectos de energías renovables; y (ii) el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, que consiste en un ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, igual para todas ellas, que se establece como la diferencia entre un precio de referencia del gas y el precio efectivo del mercado spot de gas natural en cada día con el fin de lograr una reducción del precio marginal del mercado por el importe de ajuste en los casos en los que dicho margen lo marquen las tecnologías afectadas por este mecanismo, recuperando todos sus costes sin alterar su orden de mérito al recibir junto al nuevo precio marginal reducido el importe del ajuste, y asimismo incluye medidas para modificar el método de cálculo de la tarifa PVPC y el método de cálculo del régimen retributivo específico de las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) con el objetivo de que se incentive la exposición de la energía del RECORE a los mercados a plazo.

#### **2.6.13.2. Italia**

Italia representa uno de los mercados renovables más maduro en el mundo.

No obstante, el país está todavía lejos de los objetivos europeos en términos de energía y sostenibilidad y, como ha indicado también en el PNIEC (plano nacional de Energía y Ambiente publicado por parte Ministerio del Desarrollo Económico), Italia necesita agregar en su “*fuel mix*” alrededor de 30 GW de fotovoltaico, que suman a los actuales 20 GW ya presentes en el país (alrededor el 9% en la composición por fuente).

La venta de energía se realiza por medio del mercado SPOT o por medio de acuerdo PPAs.

El desarrollo en Italia considera una normativa eléctrica bastante clara y transparente, que permite un desarrollo claro contra la especulación existente en el pasado.

La regulación aplicable es el documento llamado TICA (*Testo integrato delle connessione attive*), según la “*deliberazione ARG/elt 99/08*” (y todas las modificaciones e integraciones).

La necesidad de pagar un anticipo por la conexión y de empezar el trámite de autorización en un tiempo máximo, permite asegurar al mercado la existencia de proyectos claros y viables.

Desde el punto de vista ambiental, la regulación es bastante articulada, en consideración que, siendo Italia un territorio bastante diversificado, cada una de las 20 regiones tiene la facultad de aplicar su propia normativa regional, a tutela del propio paisaje y ambiente, aplicando restricciones diferentes por regiones.

De todas formas, los procesos a seguir son estándares y básicamente, se refieren al art. 27bis del Dlgs 152/2006 que norma la PAUR (*Provvedimento autorizzatorio unico regionale*), que

incluye en un único proceso el proceso de VIA (*Valutazione Impatto Ambientale*) más la “*Autorizzazione Única*”- según el art. 12 del DLgs 387/2003.

### **2.6.13.3. Reino Unido**

El marco regulatorio del mercado eléctrico en el Reino Unido ha evolucionado a lo largo del tiempo con el objetivo de satisfacer las necesidades de los consumidores y, más recientemente, han centrado su atención en la descarbonización. En los inicios del mercado de las energías renovables, se disponía de subvenciones para la generación, pero a medida que el mercado ha ido desarrollándose, dicho apoyo a las subvenciones ha ido reduciéndose progresivamente.

#### A) Autoridades reguladoras

Las principales autoridades reguladoras en el sector eléctrico en el Reino Unido son las siguientes:

- El Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy*) (“**BEIS**”), que es responsable de la legislación, la política y la regulación en materia de negocios, estrategia industrial, ciencia, innovación, energía y cambio climático, y busca desarrollar la industria de la energía y proporcionar precios justos para los consumidores;
- La Autoridad de los Mercados del Gas y la Electricidad (*Gas and Electricity Markets Authority*) (“**GEMA**”), que es el órgano rector de la OFGEM (tal y como se define más adelante) y se encarga de proteger a los consumidores potenciando la competencia, la innovación, emisiones más ecológicas y precios más bajos para los consumidores;
- La Oficina de los Mercados del Gas y la Electricidad (*Office of Gas and Electricity Markets*) (“**OFGEM**”), la cual es un departamento gubernamental no ministerial, el principal órgano rector del mercado energético en el Reino Unido y tiene la responsabilidad de conceder y hacer cumplir las licencias (véase más abajo).

#### B) Visión general de los permisos, licencias y autorizaciones

- Licencias de generación, transmisión, distribución y suministro: estas licencias son necesarias para las actividades particulares (sujetas a exenciones) en virtud del artículo 6 de la Ley de Electricidad de 1989, incluidas las actividades de generación. Normalmente, un proyecto fotovoltaico (siempre que tenga una capacidad neta declarada inferior a 100MW), está exento de la obligación de obtener una licencia de generación.
- Permiso de planificación u orden de consentimiento de desarrollo: La construcción de una planta fotovoltaica y cualquier infraestructura asociada a la misma requerirá un permiso de planificación o una orden de consentimiento de desarrollo (para proyectos más grandes) en Inglaterra y Gales. Los regímenes de autorización para obtener un permiso de planificación o una orden de autorización de desarrollo variarán en función de dónde esté situado el proyecto (es decir, en Inglaterra o Gales) y de la capacidad de generación instalada. Para obtener el permiso de urbanismo, es posible que haya que realizar una evaluación de impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment*) (“**EIA**”) en función de la capacidad

de los proyectos de tener un efecto significativo sobre el medio ambiente.

### C) Mercado de la electricidad y fuentes de ingresos

- Acuerdo de compra de energía (PPA): la energía de un proyecto fotovoltaico suele venderse a través de un PPA con un proveedor autorizado. Algunos proyectos no exportan a la red británica, sino que venden la energía a un anfitrión o vecino a través de un cable privado. Los PPA tienden a ser a largo plazo para permitir la financiación del proyecto, pero a medida que el mercado se ha desarrollado, más proyectos están optando por PPA a corto plazo.
- Garantía de Exportación Inteligente (Smart Export Guarantee): Los nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica pueden beneficiarse de la Garantía de Exportación Inteligente ("SEG"). El régimen SEG tiene por objeto apoyar la generación de pequeñas cantidades (hasta 5 MW) de bajas emisiones de carbono a través de los pagos SEG de los proveedores autorizados (acordados con el proveedor correspondiente). Hay que tener en cuenta que las tarifas de alimentación (*Feed-in Tariff*) ("FIT") y los Certificados de Obligación de Renovables (*Renewables Obligation Certificates*) ("ROC") ya no están disponibles para nuevos proyectos solares.
- Contrato por diferencia (Contract for Difference) ("CfD"): El apoyo a los precios de la energía solar puede adoptar la forma de un CfD concedido por el gobierno entre un generador y la Compañía de Contratos de Baja Emisión de Carbono (*Low Carbon Contracts Company*) (una sociedad anónima privada que es propiedad del Secretario de Estado del BEIS y que es la contraparte del CfD). Los activos solares fotovoltaicos de un tamaño superior a 5MW compiten con otras tecnologías establecidas en una subasta y los generadores ganadores reciben CfDs. Un generador vende su electricidad en el mercado, pero recibe un complemento (por encima del precio de mercado de la electricidad) a un "precio de ejercicio" previamente acordado en el marco del CfD para la electricidad producida durante un período de 15 años (o, si el precio de mercado de la electricidad es superior al precio de ejercicio, el generador pagará la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de mercado a la Compañía de Contratos de Baja Emisión de Carbono). La próxima (cuarta) subasta de CfD está prevista para otoño de 2021.
- Garantía de Origen de Energía Renovable (Renewable Energy Guarantee of Origin) ("REGOs"): Los REGOs son certificados que demuestran que la electricidad ha sido producida a partir de fuentes renovables. El sistema REGO está diseñado para ofrecer a los consumidores transparencia a la hora de saber qué parte de su electricidad procede de fuentes renovables. La OFGEM expide un certificado REGO por cada megavatio hora de producción renovable a los generadores de electricidad renovable. Los REGO suelen venderse al proveedor de energía que toma la energía del proyecto con un valor mínimo atribuido a ellos, pero hay un mercado en desarrollo para estos certificados.

#### **2.6.13.4. Chile**

Hasta la fecha el Grupo ha operado en Chile a través de instalaciones fotovoltaicas adheridas al régimen de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD), así como lo son los

pequeños medios de generación (PMG) conectados directamente a subestaciones eléctricas. Los PMGD's y PMG's (PMG/D) son todos aquellos medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW, conectados en redes de media tensión en los sistemas de distribución, siendo este tipo de proyectos los que conforman la cartera de proyectos de GREENERGY a corto plazo en Chile.

La principal diferencia en la comercialización de energía entre un PMG/D y los demás generadores consiste en la venta a través de un precio estabilizado. El mecanismo de estabilización de precios se determina mediante modificación a Ley de servicios eléctricos del 2007 y este lo liquida el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mensualmente, como diferencia entre el precio marginal y el precio nudo a corto plazo (PNCP). A su vez, este precio PNCP viene fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 6 meses. Lo fija en base a la proyección que realizan de los costos marginales (CMg) para los próximos 48 meses, proyecciones de deshielo y precios de contratos licitatorios vigentes en cada nudo. La estimación de CMg, al ser una media de la evolución de los costos marginales en los próximos cuatro años y en las 24 horas del día, además de ser el que mayor peso relativo lleva en el PNCP, el precio no presenta grandes variaciones, manteniéndose estable en comparación con el precio del mercado spot (el precio CMg horario instantáneo). Desde la aplicación del nuevo régimen de estabilización de precios dictado en el Decreto Supremo 88 (DS88), la misma CNE definirá anualmente en enero y agosto un nuevo cálculo de precio estabilizado, siendo el mismo mecanismo de liquidación de las diferencias por el CEN (esto a partir de plantas declaradas en construcción posterior al 8 de abril de 2022).

Además, todas las empresas generadoras pueden firmar contratos con los clientes a precios libremente pactados (clientes no regulados) o a precio estabilizado determinado por la CNE como se explicó anteriormente, que se compensa desde los generadores que cuentan con contratos de suministro regulado y en sentido contrato si el precio de CMg es mayor al precio estabilizado o PNCP. Otra forma de comercialización de la energía generada es mediante un proceso regulado de licitaciones de suministro para empresas distribuidoras. A su vez, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con empresas de generación.

Los generadores deben comunicar al CDEC respectivo, con una antelación de 6 meses, la opción de venta de energía a la cual se van a acoger (precio de nudo o precio estabilizado). Para cambiar de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación y el periodo mínimo de permanencia para cada régimen es de 4 años.

La modificación aprobada por el Ministerio de Energía en octubre de 2020 (DS88), que pasó a llamarse Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, establece un régimen transitorio para los proyectos que ya están bajo el esquema retributivo actual y para aquellos que están en desarrollo avanzado. En este sentido, los proyectos que ya están en operación podrán seguir recibiendo el precio estabilizado actual por un plazo de hasta 14 años a contar desde la entrada en vigor del nuevo reglamento, y los que estén en desarrollo avanzado, por un plazo de 14 años desde la conexión. Para ello, estos proyectos deben obtener el permiso de conexión o presentar el trámite ambiental en un plazo de 7 meses y, además, haber obtenido la

declaración en construcción antes de los 18 meses de la entrada en vigor del nuevo reglamento. En caso de no cumplir con las condiciones anteriores, los nuevos proyectos seguirán teniendo un precio estabilizado, pero la fórmula de cálculo será diferente e irá ligada a las bandas horarias en la que cada proyecto venda su energía.

Por otro lado, el 29 de mayo de 2020 la CNE determinó el alcance del giro exclusivo establecido en la Ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194) que comprenderá las actividades de transporte de energía eléctrica por redes de distribución, compra y venta de energía y potencia para usuarios finales regulados, uso de instalaciones de la red de distribución que permita la inyección, retiro o la gestión de energía eléctrica, la prestación de servicios tarifados y los servicios que se provean utilizando infraestructura o recursos esencialmente necesarios para la prestación de los servicios anteriores, cuya utilización compartida con otros servicios sea imprescindible o eficiente.

#### **2.6.13.5. Perú**

En Perú el sector de energía eléctrica se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas, de conformidad con el Decreto Ley No.25844, Decreto Supremo No.009-93-EM y sus modificaciones y extensiones. De acuerdo con esta ley, el sector de energía eléctrica en Perú está dividido en tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre de 2000, el sistema eléctrico peruano comprende el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, además de otros sistemas conexos. El Grupo suministra energía eléctrica renovable en el segmento perteneciente al SEIN el 2006, la Ley No.28832, que asegura el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica, introdujo cambios importantes en la regulación del sector.

De conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas, la operación de las plantas de generación de energía y los sistemas de transmisión está sujeta al reglamento de Comité de Operación Económica Nacional - COES-SEIN, de manera que coordinen sus operaciones a un costo mínimo, asegurando el suministro seguro de electricidad, así como el mejor uso de los recursos de energía.

El COES-SEIN regula los precios de la energía eléctrica y de transmisión entre generadores de energía y la compensación para los titulares de los sistemas de transmisión.

Para fomentar la instalación de tecnologías renovables, el Estado peruano ha recurrido en varias ocasiones a la convocatoria de subastas en las que se ofrecían contratos a largo plazo (20 años) con un precio fijo por la energía entregada.

En agosto de 2019, una nueva normativa publicada por el gobierno peruano reconoce la potencia firme, es decir, la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad, a los proyectos de tecnología eólica. Es un paso importante considerando que los proyectos de generación deben entregar potencia firme en el momento de firmar un contrato de suministro energético. El gobierno peruano está trabajando para publicar una normativa que también permita reconocer potencia firme a la tecnología solar.

#### **2.6.13.6. Colombia**

Colombia liberalizó su sector eléctrico en 1995, a través de la Ley de Servicios Públicos y la Ley de Electricidad (ambas de 1994). La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Para este propósito, la citada comisión promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir de julio de 1995. El sector divide sus actividades en generación, transmisión, distribución y comercialización.

Las transacciones de compraventa de energía entre generadores y comercializadores se realizan en el mercado de energía mayorista, el cual se define en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 en los siguientes términos: “es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional”.

Dada la gran proporción de la generación hidráulica en el sistema y la incidencia de distintos fenómenos climáticos en el país, que afectan seriamente a la disponibilidad de recurso hidráulico, existe un mecanismo llamado “cargo por confiabilidad” a través del cual las plantas reciben un ingreso adicional por su energía firme, es decir, la energía que con mucha probabilidad podrían entregar en un año de sequía, y el sistema se asegura que hay capacidad instalada para cubrir la demanda del país en esos momentos. Las plantas renovables pueden optar por recibir este ingreso adicional, o por una parte de su energía anual.

Para fomentar la presencia de energías renovables en el país, el gobierno colombiano ha convocado subastas de energía renovable. En estas subastas, se ofrecen contratos de largo plazo con un precio fijo (indexado al índice de precios) que se firman con las comercializadoras. Para fomentar la participación de las comercializadoras, el gobierno ha aprobado la obligación de que al menos el 10% de la energía suministrada a usuarios regulados provenga de fuentes de energía renovable no convencional.

El 10 de junio de 2020 mediante el Decreto 289 de 2020 se reglamentaron los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, se modificó y adicionó el Decreto número 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria y se derogan algunos artículos del Decreto número 1073, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, estableciendo los incentivos a la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales (FNCE), asignando la competencia a la UPME para expedir las certificaciones de beneficios tributarios y definió los pasos a seguir para la deducción del impuesto de renta, depreciación acelerada de activos y exención arancelaria de los proyectos FNCER.

El 23 de octubre de 2020 mediante la Resolución No. 40311 de 2020 el Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional, para la pérdida del acceso y regulo algunos aspectos adicionales como las garantías que deben ponerse para las conexiones, reglas de comportamiento y un régimen de transición.

#### **2.6.13.7. Argentina**

El sector energético argentino ha pasado por tres fases diferenciadas que han marcado su funcionamiento actual. Hasta 1992, era un mercado centralizado con un gran control estatal. En 1992, a través de la Ley 24.065, se establecieron las bases para la creación del ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) y otras autoridades del sector, la administración del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), la fijación de precios en el mercado spot mayorista, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados.

En 2002, tras la crisis financiera del país, se aprobó la Ley de Emergencia que, entre otras medidas, congelaba las tarifas. Esto llevó a una situación en la que la inversión fue fuertemente desincentivada y casi todas las nuevas obras de generación y transporte las asumió el Estado. Sin embargo, la actividad de generación sigue dominada por actores privados y sigue estando liberalizada.

En un contexto de necesidades energéticas por la baja inversión privada, unidas a la voluntad de aprovechar los recursos naturales del país y reducir la dependencia energética del exterior, se promueve una regulación que declara de interés nacional la producción eléctrica desde fuentes de energía renovables. En concreto, en la Ley 27.191 aprobada en 2015 se les impone a los grandes usuarios que consuman un 8% de su energía proveniente de estas fuentes en 2017, y hasta un 20% en 2025. Además, en el marco de esta regulación (cuya ley más representativa es la Ley 27.191) se promueve la convocatoria de subastas para energías renovables bajo el plan conocido como RenovAr.

Bajo estas subastas, los proyectos obtienen un PPA de venta de energía por 20 años, con precio en dólares americanos. La contraparte es CAMMESA, que es la entidad sin ánimo de lucro que gestiona el mercado argentino, aunque los contratos están garantizados por un fondo específico creado por el Ministerio de Energía y Minería y, en último término, cabe el reclamo ante el Banco Mundial. Además del contrato garantizado por el Estado, el plan RenovAr ofrece beneficios fiscales para atraer la inversión privada.

#### **2.6.13.8. México**

El 4 de marzo del 2020 la CRE publicó el “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite el criterio para calcular el número total de Certificados de Energías Limpias disponibles para cubrir el monto total de las Obligaciones de Energías Limpias para cada uno de los dos primeros años de vigencia de dichas Obligaciones y expide la Metodología de Cálculo del Precio Implícito de los Certificados de Energías Limpias a que hace referencia el Transitorio Vigésimo Segundo de la Ley de Transición Energética”.

El 1 de mayo del 2020 el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) publicó el “Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS – CoV2 (COVID–19)”.

El 15 de mayo del 2020 la Secretaría de Energía (SENER) publicó el “Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional”.

El 9 de marzo de 2021, el Diario Oficial de la Federación publicó la reforma de la Ley de la Industrial Eléctrica (LIE), con el objeto de modificar ciertos aspectos que rigen el sector eléctrico y el mercado eléctrico mayorista. Por otro lado, el 30 de septiembre de 2021 se presentó una iniciativa de reforma constitucional relacionada con el sector energético. La reforma consiste en algunas modificaciones a los conceptos generales que rigen el sector energético mexicano, incluidos en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Mexicana, junto con una serie de artículos transitorios.

#### ***2.6.14. Hechos posteriores al cierre del ejercicio de 2021***

Desde el 31 de diciembre de 2021 hasta la fecha de este Documento Base Informativo, pueden destacarse los siguientes hitos:

##### **2.6.14.1. Entrada en Estados Unidos con la compra del 40% de la desarrolladora de proyectos solares Sofos Harbert Renewable Energy**

En febrero de 2022, el Grupo GREENERGY ha entrado en el mercado de energía renovable de Estados Unidos con la compra del 40% de la desarrolladora de proyectos fotovoltaicos y de baterías Sofos Harbert con sede en Birmingham (Alabama), que ha logrado más de 560 MW de PVs desarrollados y conectados para terceros.

De conformidad con los acuerdos alcanzados con los accionistas de Sofos Harbert, el Grupo GREENERGY tendrá la posibilidad de adquirir gradualmente la totalidad del accionariado de Sofos Harbert una vez pasados tres años desde el cierre de esta operación.

Para la entrada en su capital, el Grupo también ha considerado la cartera de Sofos Harbert de 1,9 GWs de energía solar en desarrollo en Estados Unidos, en tres mercados eléctricos diferentes (Southeast, PJM, MISO) con alto potencial de crecimiento, así como su experiencia en proyectos de almacenamiento de energía y su sólida estructura organizativa con más de 20 empleados.

Su equipo directivo, así como su socio de referencia (el empresario local Billy Harbert, principal accionista de la empresa de construcción BL Harbert International), atesoran una amplia experiencia y un demostrado bagaje en el mercado energético y de construcción de Estados Unidos, lo que complementará las capacidades del Grupo GREENERGY.

De esta forma, el Grupo invierte en Estados Unidos a través de una plataforma actualmente operativa con un socio local de reconocido prestigio y se adentra de forma rápida en el mayor mercado energético mundial y en auge de las energías renovables, que prevé un aumento del despliegue de energía solar fotovoltaica que pasará de los 61 GW actuales a 1.000 GW en 2035.

Este acuerdo supone igualmente la primera adquisición del Grupo en el marco de su plan de crecimiento, que ya le lleva a estar presente en tres regiones con plataformas dedicadas, añadiendo los Estados Unidos a las ya presentes de Latinoamérica y Europa.

##### **2.6.14.2. Segundo Programa de Bonos Verdes en MARF**

Con fecha 22 de marzo de 2022, el Emisor registró un nuevo programa de bonos verdes en el

MARF por importe nominal máximo total de 100 millones de euros (el “**Programa de Bonos Verdes Greenergy Renovables 2022**” o el “**Segundo Programa de Bonos Verdes**”), destinado a financiar su plan estratégico y que permitirá acelerar la generación de *pipeline* en las distintas regiones donde opera el Grupo.

Este Programa de Bonos Verdes Greenergy Renovables 2022 está alineado con los *Green Bond Principles 2022* de la Asociación Internacional de Mercados de Capitales (*ICMA*) al haberse estructurado de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por el Emisor en agosto de 2021 (el “**Marco de Greenergy para Financiación Verde**” al que se refiere el apartado 21 de este DBI) y permite al Emisor realizar una o varias emisiones de bonos durante el plazo de 12 meses siguientes a la fecha de registro del referido programa (esto es, hasta el 22 de marzo de 2023) con importes nominales unitarios de 100.000 euros, a través de cupones fijos o variables con estructuras flexibles y plazos de vencimiento de hasta 10 años.

El pasado 5 de abril de 2022 se realizó la primera emisión de bonos al amparo de este Segundo Programa de Bonos Verdes, por un importe nominal total de 52.500.000 euros, por un plazo de 5 años (esto es, con fecha de vencimiento final el 5 de abril de 2027), con amortización ordinaria en un único pago (bullet) en dicha fecha de vencimiento final, y con cupón de intereses anual al 4,00% p.a.

#### **2.6.14.3. Suscripción de la primera línea de riesgo comercial verde del mercado español**

El pasado 6 de abril de 2022, el Emisor suscribió con CaixaBank, S.A. una línea de riesgo comercial verde por un importe de 25 millones de euros, bajo la cual se emitirán avales y garantías, créditos documentarios y financiaciones de comercio exterior con la consideración de instrumentos de “financiación verde” de conformidad con los *Green Loan Principles* de la *Loan Market Association* (LMA) al haberse estructurado de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por el Emisor en agosto de 2021 (el “**Marco de Greenergy para Financiación Verde**” al que se refiere el apartado 21 de este DBI), sometido a la verificación externa por parte de la agencia Sustainalytics.

Se trata de la primera operación de este tipo en el mercado español y vuelve a demostrar que el Emisor es pionero en España por lo que se refiere a los mercados de financiación sostenible y verde

#### **2.6.14.4. Entrada de GREENERGY en Alemania**

En junio de 2022, el Emisor ha anunciado la entrada del Grupo en Alemania con objetivo de desarrollar varias plantas solares con una potencia agregada de 3GW antes del año 2025, acelerando sus planes en este mercado por la emergencia climática y la necesidad de independencia energética de los combustibles fósiles de Rusia.

El Gobierno alemán ha lanzado un plan para reducir su dependencia energética e impulsar las energías renovables. El objetivo es que estas energías representen el 80% de la producción eléctrica de este país en el año 2030. Esto supone duplicar la actual capacidad, en torno al 40%, en algo más de siete años.

A este plan se suman las reformas promovidas por los distintos Länder alemanes para flexibilizar las normativas de estas regiones en cuanto al tipo de suelo apto para construcción de parques fotovoltaicos o eólicos y agilizar los procesos administrativos de obtención de permisos.

La entrada efectiva en Alemania del Emisor y las sociedades de su Grupo será dirigida por un *country manager* de amplia experiencia en el sector que encabezará un equipo de 15 personas y que trabajará desde las nuevas oficinas del Emisor en Berlín.

El Emisor ha identificado una gran oportunidad de crecimiento en Alemania, que recientemente ha incrementado su objetivo solar para el año 2030 a 215 GW y alcanzar 100% de energía renovable a 2035. GREENERGY tiene *track record* en los dos segmentos de crecimiento que ofrece el país, tanto en plantas *utility scale* como con plantas pequeñas y medianas con un máximo de 20 MW, modelo similar al desarrollado por el Emisor con éxito en Chile y Colombia durante los últimos 10 años.

#### **2.6.14.5. Aumento de capital mediante procedimiento de colocación privada**

Con fecha 28 de junio de 2022, el Emisor completó con éxito una ampliación de capital con cargo a aportaciones dinerarias y con exclusión del derecho de suscripción preferente por importe de 90 millones de euros.

Esta ampliación de capital se llevó a cabo mediante un proceso de colocación privada acelerada (*accelerated bookbuild offering*) realizado por Citigroup Global Markets Europe AG (en su condición de *Senior Global Coordinator* y *Joint Bookrunner*), CaixaBank, S.A., Joh. Berenberg, Gossler & Co. KG y RBC Capital Markets (Europe) GmbH (en su condición de *Joint Global Coordinators* y *Joint Bookrunners*).

El precio de emisión fue de 33,52 euros por acción, de los que 0,35 euros corresponden a valor nominal y 33,17 euros a prima de emisión, y el importe del aumento de capital representó un 9,61% del capital social del Emisor antes de la realización de este aumento de capital y un 8,77% con posterioridad al mismo.

La principal finalidad de este aumento de capital ha sido la financiación de: (i) el desarrollo y construcción de los Proyectos que el Grupo tiene actualmente en cartera (*pipeline*), con el objetivo de conectar a la red eléctrica en el corto y medio plazo; (ii) la ampliación del *pipeline* de proyectos en desarrollo; (iii) la introducción en nuevos mercados; y (iv) el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía (*storage*).

Con este aumento de capital, el Emisor ha dado entrada en su base accionarial a nuevos inversores cualificados, principalmente internacionales, así como importantes cuentas nacionales con interés en las perspectivas de crecimiento de la empresa. Asimismo, Daruan Group Holding, S.L., accionista mayoritario de la Sociedad, suscribió 120.000 acciones, representativas de un 0,39% del capital social del Emisor tras el aumento de capital, por un importe efectivo de 4.000.000 euros aproximadamente.

*[resto de página intencionadamente en blanco]*

### 3. DENOMINACIÓN COMPLETA DE LA EMISIÓN DE VALORES

Programa de Pagarés Verdes GREENERGY RENOVABLES 2022.

### 4. PERSONAS RESPONSABLES

D. David Ruiz de Andrés, en nombre y representación de GREENERGY RENOVABLES, S.A. (en este documento, indistintamente, “GREENERGY”, la “Sociedad” o el “Emisor” y, conjuntamente con las sociedades que forman parte de su grupo a efectos de la normativa mercantil, el “Grupo GREENERGY” o el “Grupo”), en su calidad de Consejero Delegado, asume la responsabilidad de la totalidad del contenido de este Documento Base Informativo, conforme a los acuerdos del Consejo de Administración aprobados en su reunión de fecha 24 de julio de 2022.

D. David Ruiz de Andrés asegura que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en este Documento Base Informativo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido de forma significativa.

### 5. FUNCIONES DEL ASESOR REGISTRADO DEL MARF

NORGESTION, S.A. es una sociedad anónima con domicilio social en Avenida de La Libertad 17, 20004, San Sebastián, y provista del C.I.F nº A-20038022, debidamente inscrita en el Registro Mercantil de Guipúzcoa al tomo 1.114, folio 191, hoja SS-2506, inscripción 1ª, y en el Registro de Asesores Registrados según la Instrucción Operativa 2/2019 de 24 de abril (“NORGESTION”).

NORGESTION fue admitida como asesor registrado del MARF en virtud de la Instrucción Operativa 2/2019, de 24 de abril, de acuerdo a la sección 2 de la Circular 3/2013, de 18 de julio, sobre Asesores Registrados en el Mercado Alternativo de Renta Fija.

NORGESTION ha sido designado como asesor registrado del Emisor para el Programa (en esta condición, el “Asesor Registrado”).

De conformidad con esta designación, NORGESTION se ha comprometido a colaborar con el Emisor para que éste pueda cumplir con las obligaciones y responsabilidades que el Emisor asumirá al incorporar sus emisiones bajo el Programa al MARF como sistema multilateral de negociación, actuando como interlocutor especializado entre ambos (*i.e.* MARF y Emisor), y como medio para facilitar la incorporación y el desenvolvimiento de cada emisión en el régimen de negociación de los Pagarés.

De conformidad con sus funciones y responsabilidades, NORGESTION deberá facilitar al MARF las informaciones periódicas que éste requiera, y el MARF, por su parte, podrá recabar del Asesor Registrado cuanta información estime necesaria en relación con las actuaciones que lleve a cabo y con las obligaciones que le corresponden, a cuyos efectos podrá realizar cuantas actuaciones fuesen, en su caso, precisas, para contrastar la información que le ha sido facilitada.

El Emisor deberá tener en todo momento designado un Asesor Registrado que figure inscrito en el "Registro de Asesores Registrados del Mercado".

NORGESTION, como entidad designada Asesor Registrado del Emisor, asesorará a éste:

- (i) en la incorporación al MARF de los Pagarés emitidos bajo el Programa;
- (ii) en el cumplimiento de cualesquiera obligaciones y responsabilidades que correspondan al Emisor por su participación en el MARF;
- (iii) en la elaboración y presentación de la información financiera y empresarial requerida por la normativa del MARF; y
- (iv) en la revisión de que la información cumpla con las exigencias de dicha normativa del MARF.

En el ejercicio de la citada función esencial de asistir al Emisor en el cumplimiento de sus obligaciones, NORGESTION como Asesor Registrado, con motivo de la solicitud de incorporación de los Pagarés al MARF:

- (i) ha comprobado que el Emisor cumple los requisitos que la regulación del MARF exige para la incorporación de los Pagarés a este Mercado; y
- (ii) ha asistido al Emisor en la elaboración del Documento Base Informativo, ha revisado toda la información que el Emisor ha aportado al MARF con motivo de la solicitud de incorporación de los Pagarés al MARF, y ha comprobado que la información aportada cumple con las exigencias de la normativa y no omite datos relevantes ni induce a confusión a los inversores.

Tras la incorporación de los Pagarés en el MARF, el Asesor Registrado:

- (i) revisará la información que el Emisor prepare para remitir al MARF con carácter periódico o puntual, y verificará que la misma cumple con las exigencias de contenido y plazos previstos en la normativa;
- (ii) asesorará al Emisor acerca de los hechos que pudiesen afectar al cumplimiento de las obligaciones que éste haya asumido al incorporar los Pagarés al MARF, así como sobre la mejor forma de tratar tales hechos para evitar el incumplimiento de las citadas obligaciones;
- (iii) trasladará al MARF los hechos que pudieran constituir un incumplimiento por parte del Emisor de sus obligaciones en el supuesto de que apreciase un potencial incumplimiento relevante de tales obligaciones que no hubiese quedado subsanado mediante su asesoramiento; y
- (iv) gestionará, atenderá y contestará las consultas y solicitudes de información que el MARF le dirija en relación con la situación del Emisor, la evolución de su actividad, el nivel de cumplimiento de sus obligaciones y cuantos otros datos el MARF considere relevantes.

A los efectos anteriores, el Asesor Registrado realizará las siguientes actuaciones:

- (i) mantendrá el necesario y regular contacto con el Emisor y analizará las situaciones excepcionales que puedan producirse en la evolución del precio, volúmenes de negociación y restantes circunstancias relevantes en la negociación de los Pagarés;
- (ii) suscribirá las declaraciones que, con carácter general, se hayan previsto en la normativa como consecuencia de la incorporación de los Pagarés al MARF, así como en relación con la información exigible a las empresas con valores incorporados al mismo; y
- (iii) cursará al MARF, a la mayor brevedad posible, las comunicaciones que reciba en contestación a las consultas y solicitudes de información que este último pueda dirigirle.

## **6. SALDO VIVO MÁXIMO**

El importe máximo del programa de Pagarés es de ciento cincuenta millones de euros (150.000.000.-€) nominales (el “**Programa de Pagarés**” o el “**Programa**”).

Este importe se entiende como el saldo vivo nominal máximo que puede alcanzar en cada momento la suma del nominal de los Pagarés en circulación (esto es, emitidos y no vencidos) que se emitan bajo el Programa de Pagarés y que se incorporen al MARF al amparo de este Documento Base Informativo.

## **7. DESCRIPCIÓN DEL TIPO Y LA CLASE DE LOS VALORES. NOMINAL UNITARIO**

Los Pagarés son valores con rentabilidad implícita, que representan una deuda para el Emisor, devengan intereses y son reembolsables por su nominal al vencimiento.

Para cada emisión de Pagarés con la misma fecha de vencimiento se asignará un código ISIN.

Cada Pagaré tendrá un valor nominal de cien mil euros (100.000.-€), por lo que el número máximo de Pagarés vivos en cada momento no podrá exceder de mil quinientos (1.500).

## **8. LEGISLACIÓN APLICABLE Y JURISDICCIÓN DE LOS VALORES**

Los Pagarés se emiten de conformidad con la legislación española que resulte aplicable al Emisor o a los Pagarés como Valores.

En particular, los Pagarés se emiten de conformidad con el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores (la “**LMV**”) y el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (la “**LSC**”), en su redacción vigente y de acuerdo con sus respectivas normativas de desarrollo o concordantes.

Este Documento Base Informativo es el requerido por la Circular 2/2018 del MARF.

Los juzgados y tribunales de la ciudad de Madrid tendrán jurisdicción exclusiva para el conocimiento de cualquier cuestión, disputa, procedimiento, litigio, conflicto o acción de cualquier naturaleza que pueda surgir en la interpretación o cumplimiento de este Documento

Base Informativo y del resto de documentos en virtud de los cuales se emitan y suscriban los Pagarés.

## **9. REPRESENTACIÓN MEDIANTE ANOTACIONES EN CUENTA**

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 8.3. de la LMV y en el Real Decreto 878/2015, de 2 de octubre, sobre compensación, liquidación y registro de valores negociables representados mediante anotaciones en cuenta, sobre el régimen jurídico de los depositarios centrales de valores y de las entidades de contrapartida central y sobre requisitos de transparencia de los emisores de valores admitidos a negociación en un mercado secundario oficial, tal y como el mismo ha sido modificado por el Real Decreto 827/2017, de 1 de septiembre (el “**RD 827/2017**”), los Pagarés a emitir al amparo de este Programa de Pagarés estarán representados por anotaciones en cuenta, tal y como está previsto por los mecanismos de negociación en el MARF en el que se solicitará su incorporación, siendo IBERCLEAR, con domicilio en Madrid, Plaza de la Lealtad, 1, junto con sus Entidades Participantes, la encargada de su registro contable.

## **10. DIVISA DE LAS EMISIONES**

Los Pagarés emitidos al amparo de este Programa de Pagarés estarán denominados en Euros.

## **11. CLASIFICACIÓN DE LOS PAGARÉS. ORDEN DE PRELACIÓN**

Ninguna de las emisiones de Pagarés realizadas por el Emisor al amparo del Programa tendrá garantías reales o garantías personales de terceros. En consecuencia, el capital y los intereses de los valores estarán garantizados por el patrimonio total del Emisor.

De acuerdo con la clasificación y orden de prelación de créditos establecidos en la Ley Concursal, en caso de concurso del Emisor, los créditos que tengan los titulares de los Pagarés tendrán, con carácter general, la clasificación de créditos ordinarios (acreedores comunes) y estarán situados por detrás de los acreedores privilegiados, en el mismo nivel que el resto de los acreedores comunes y por delante de los acreedores subordinados (salvo que pudieran ser calificados como tales conforme a lo previsto en el artículo 281 de la Ley Concursal) y no gozarán de preferencia entre ellos.

## **12. ESTRUCTURACIÓN DE LOS PAGARÉS QUE SE EMITAN AL AMPARO DEL PROGRAMA COMO “PAGARÉS VERDES”**

El Emisor ha estructurado los Pagarés que se emitan al amparo del Programa para que puedan tener la consideración de “*instrumento verde*” de conformidad con el “*Grenergy Green Finance Framework*” elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 (tal y como sea modificado o suplementado en cada momento, el “**Marco de Grenergy para Financiación Verde**”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP) y suscriba contratos de financiación de conformidad con los *Green Loan Principles* (GLP) cuyos

fondos se destinen a financiar o refinanciar, total o parcialmente, proyectos existentes o futuros con los que se espere incrementar la cuota de energías renovables dentro del *pool* eléctrico, para lo cual el Emisor ha obtenido con fecha 26 de agosto de 2021 una opinión de experto (*second party opinion*) de Sustainalytics, una firma profesional perteneciente al grupo Morningstar y una de las empresas líderes a nivel mundial en proporcionar servicios ASG (ambiental, social y gobierno corporativo) (“**Sustainalytics**”) confirmando que el Marco de Greenergy para Financiación Verde es creíble y generador de un impacto positivo, y alineado con los cuatro principios fundamentales que componen los GBP y los GLP: uso de fondos (*use of proceeds*), proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*), gestión de los fondos (*management of proceeds*) y emisión de informes (*reporting*).

En particular, la *second party opinion* emitida por Sustainalytics de 26 de agosto de 2021 a la que se acaba de hacer referencia confirma el cumplimiento del Marco de Greenergy para Financiación Verde con los “Principios de Bonos Verdes” (*Green Bond Principles* en su denominación original en inglés) publicados por la International Capital Markets Association (ICMA) a la fecha de este Documento Base Informativo, y en concreto, certifica que cualesquiera bonos y/o pagarés que emita la Sociedad bajo el Marco de Greenergy para Financiación Verde tienen la consideración de “instrumentos de financiación verde” por cumplir con los cuatro principios fundamentales de los GBP:

- (i) **Uso de fondos (*use of proceeds*):** el Emisor tiene la intención de emplear los fondos obtenidos bajo las emisiones de los Pagarés para financiar proyectos que caen bajo una única categoría, la de Energía Renovable (*Renewable Energy*), haciendo constar expresamente Sustainalytics el impacto positivo de expandir la capacidad de generación de energía mediante fuentes de energía renovable y considerando que las inversiones elegibles contribuirán a seguir avanzando en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (*UN Sustainable Development Goals* o, abreviadamente, “*SDG*”), y en particular, pero sin limitación, el Objetivo 7 (*SDG 7*) de “*Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*”.
- (ii) **Proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*):** los procedimientos internos implementados por el Emisor para evaluar y seleccionar proyectos están gestionados por un Comité de Dirección compuesto del Consejero Delegado, el Director Financiero, la Directora de Desarrollo y M&A, el Director de Relación con Inversores y Comunicación y el Director del Área Legal. Los procedimientos de evaluación y mitigación de riesgos del Emisor se aplican a todas las decisiones de asignación de fondos bajo el Marco de Greenergy para Financiación Verde, y Sustainalytics considera que estos procedimientos de gestión de riesgos medioambientales y sociales son adecuados y alineados con las expectativas y mejores prácticas de mercado.
- (iii) **Gestión de los fondos (*management of proceeds*):** Los fondos que obtenga el Emisor de la emisión de instrumentos de financiación verde, incluidos los Pagarés, se depositarán en una cuenta bancaria separada y gestionada por el equipo de tesorería, con la supervisión del Director Financiero de nuestro Grupo, y hasta el momento en que se proceda a asignar esos fondos en su integridad a proyectos renovables, dichos fondos

podrán ser invertidos de forma temporal en el portfolio de instrumentos de liquidez de nuestro Grupo, en la forma de caja o de instrumentos equivalentes de caja, y que esto se encuentra alineado también con las mejores prácticas de mercado.

- (iv) **Emisión de informes (*reporting*):** el Emisor tiene la intención de realizar informes sobre la asignación de los fondos y su impacto, que se publicarán en su página web de forma anual en un Informe de Sostenibilidad de GREENERGY, que proporcionará detalles sobre la asignación de fondos a proyectos de energías renovables incluyendo las cantidades totales de inversiones y gastos en proyectos de energía renovable, las cantidades o porcentajes empleados para financiar necesidades generales corporativas y operaciones de M&A, así como el saldo de los fondos pendientes de utilizar, y GREENERGY se ha comprometido en informar sobre ciertas mediciones sobre el grado de impacto (*impact metrics*), confirmando Sustainability que estos procedimientos de asignación de fondos y de informes sobre el grado de impacto de los proyectos financiados bajo el Marco de Greenergy para Financiación Verde se ajustan a las mejores prácticas de mercado.

Para más detalles sobre en qué consisten los “Principios de Bonos Verdes” (*Green Bond Principles*), se recomienda la lectura del documento de Manual de Guía (*Guidance Handbook*) y Preguntas y Respuestas (Q&A) disponible en la página web de ICMA:

<https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/guidance-handbook-and-q-and-a>

Al emitir bonos y/o pagarés verdes, los emisores lanzan una señal respecto a su compromiso para actuar sobre las cuestiones medioambientales, tanto interna como externamente, mediante la financiación de proyectos con claros beneficios medioambientales. También pueden lograr una mayor diversificación de su base inversora, lo que puede significar un incremento potencial de la demanda con las ventajas adicionales que ello conlleva.

### **13. DESCRIPCIÓN DE LOS DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES Y PROCEDIMIENTO PARA EL EJERCICIO DE LOS MISMOS. MÉTODO Y PLAZOS PARA EL PAGO DE LOS VALORES Y PARA LA ENTREGA DE LOS MISMOS**

Conforme a la legislación vigente, los Pagarés emitidos al amparo de este Programa carecerán para el inversor que los adquiera de cualquier derecho político presente o futuro sobre el Emisor.

Los derechos económicos y financieros para el inversor asociados a la adquisición y tenencia de los Pagarés serán los derivados de las condiciones de tipo de interés, rendimientos y precios de amortización con que se emitan y que se encuentran en los apartados 15 y 17 siguientes.

La fecha de desembolso de los Pagarés emitidos coincidirá con la fecha de emisión de los mismos y su valor efectivo será abonado al Emisor por cada una de las Entidades Colaboradoras (conforme este término se encuentra definido en el apartado 16 siguiente) o por los inversores, según el caso, a través del Agente de Pagos (conforme este término se encuentra definido en el

apartado 16 siguiente), en su condición de agente de pagos, en la cuenta que el Emisor indique en cada fecha de emisión.

En todos los casos, cada una de las Entidades Colaboradoras o el Emisor, según sea el caso, expedirá un certificado de adquisición, nominativo y no negociable. Dicho documento acreditará provisionalmente la suscripción de los Pagarés por cada inversor hasta que se practique la oportuna anotación en cuenta, que otorgará a su titular el derecho a solicitar el pertinente certificado de legitimación.

Igualmente, el Emisor comunicará el desembolso, mediante el correspondiente certificado, tanto a MARF como a IBERCLEAR.

#### **14. FECHA DE EMISIÓN. PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA**

La vigencia del Programa de Pagarés es de un (1) año a partir de la fecha de incorporación de este Documento Base Informativo por parte del MARF.

Al tratarse de un Programa de Pagarés de tipo continuo, los Valores podrán emitirse, suscribirse e incorporarse al MARF cualquier día durante la vigencia del mismo.

No obstante, el Emisor se reserva la posibilidad de no emitir nuevos Valores cuando lo estime oportuno, de acuerdo con las necesidades de tesorería del Emisor o porque encuentre condiciones de financiación más ventajosas.

En las certificaciones complementarias de cada emisión al amparo del Programa se establecerá la fecha de emisión y la fecha de desembolso de los Pagarés. La fecha de emisión, desembolso e incorporación de los Pagarés no podrá ser posterior a la fecha de expiración de este Documento Base Informativo.

#### **15. TIPO DE INTERÉS NOMINAL. INDICACIÓN DEL RENDIMIENTO Y MÉTODO DE CÁLCULO**

El tipo de interés nominal anual de los Pagarés se fijará en cada emisión.

Los Pagarés se emitirán al tipo de interés acordado entre el Emisor y cada una de las Entidades Colaboradoras (según este término se define en el apartado 16 siguiente) o los inversores, según el caso. El rendimiento quedará implícito en el nominal del Pagaré que se reembolsará en la fecha de su vencimiento.

El tipo de interés al que las Entidades Colaboradoras transmitan estos Pagarés a terceros será el que libremente se acuerde con los inversores interesados.

Los Pagarés, al ser valores que tienen una rentabilidad implícita, el importe efectivo a desembolsar por cada inversor variará de acuerdo con el tipo de interés de emisión y plazo acordados.

Así, el importe efectivo de cada Pagaré se puede calcular aplicando las siguientes fórmulas:

- Cuando el plazo de emisión sea inferior o igual a 365 días:

$$E = \frac{N}{1 + i \frac{d}{365}}$$

- Cuando el plazo de emisión sea superior a 365 días:

$$E = \frac{N}{(1 + i)^{d/365}}$$

Siendo:

N= importe nominal del Pagaré;

E = importe efectivo del Pagaré;

d = número de días del período, hasta el vencimiento; y

$i_n$  = tipo de interés nominal, expresado en tanto por uno.

Se incluye una tabla de ayuda para el inversor donde se especifican las tablas de valores efectivos para distintos tipos de interés y plazos de amortización, incluyendo además una columna donde se puede observar la variación del valor efectivo del Pagaré al aumentar en diez (10) días el plazo del mismo.

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 100.000 EUROS NOMINALES

(Plazo inferior al año)

Tipo Nominal (%)	7 DÍAS			14 DÍAS			30 DÍAS			60 DÍAS		
	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)
0,25%	99.995,21	0,25%	-6,85	99.990,41	0,25%	-6,85	99.979,46	0,25%	-6,85	99.958,92	0,25%	-6,84
0,50%	99.990,41	0,50%	-13,69	99.980,83	0,50%	-13,69	99.958,92	0,50%	-13,69	99.917,88	0,50%	-13,67
0,75%	99.985,62	0,75%	-20,54	99.971,24	0,75%	-20,53	99.938,39	1,62%	-20,52	99.876,86	0,75%	-20,49
1,00%	99.980,83	1,00%	-27,38	99.961,66	1,00%	-27,37	99.917,88	2,17%	-27,34	99.835,89	1,00%	-27,30
1,25%	99.976,03	1,26%	-34,22	99.952,08	1,26%	-34,20	99.897,37	2,71%	-34,16	99.794,94	1,26%	-34,09
1,50%	99.971,24	1,51%	-41,06	99.942,50	1,51%	-41,03	99.876,86	3,26%	-40,98	99.754,03	1,51%	-40,88
1,75%	99.966,45	1,77%	-47,89	99.932,92	1,76%	-47,86	99.856,37	3,82%	-47,78	99.713,15	1,76%	-47,65
2,00%	99.961,66	2,02%	-54,72	99.923,35	2,02%	-54,68	99.835,89	4,38%	-54,58	99.672,31	2,02%	-54,41
2,25%	99.956,87	2,28%	-61,55	99.913,77	2,27%	-61,50	99.815,41	4,93%	-61,38	99.631,50	2,27%	-61,15
2,50%	99.952,08	2,53%	-68,38	99.904,20	2,53%	-68,32	99.794,94	5,50%	-68,17	99.590,72	2,53%	-67,89
2,75%	99.947,29	2,79%	-75,21	99.894,63	2,79%	-75,13	99.774,48	6,06%	-74,95	99.549,98	2,78%	-74,61
3,00%	99.942,50	3,04%	-82,03	99.885,06	3,04%	-81,94	99.754,03	6,63%	-81,72	99.509,27	3,04%	-81,32
3,25%	99.937,71	3,30%	-88,85	99.875,50	3,30%	-88,74	99.733,59	7,20%	-88,49	99.468,59	3,29%	-88,02
3,50%	99.932,92	3,56%	-95,67	99.865,93	3,56%	-95,54	99.713,15	7,78%	-95,25	99.427,95	3,55%	-94,71
3,75%	99.928,13	3,82%	-102,49	99.856,37	3,82%	-102,34	99.692,73	8,35%	-102,00	99.387,34	3,81%	-101,38
4,00%	99.923,35	4,08%	-109,30	99.846,81	4,08%	-109,13	99.672,31	8,93%	-108,75	99.346,76	4,07%	-108,04
4,25%	99.918,56	4,34%	-116,11	99.837,25	4,34%	-115,92	99.651,90	9,52%	-115,50	99.306,22	4,33%	-114,70
4,50%	99.913,77	4,60%	-122,92	99.827,69	4,60%	-122,71	99.631,50	10,10%	-122,23	99.265,71	4,59%	-121,34

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 100.000 EUROS NOMINALES

Tipo Nominal (%)	(Plazo inferior al año)						(Plazo igual al año)			(Plazo superior a un año)		
	90 DÍAS			180 DÍAS			365 DÍAS			730 DÍAS		
	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)
0,25%	99.938,39	0,25%	-6,84	99.876,86	0,25%	-6,83	99.750,62	0,25%	-6,81	99.501,87	0,25%	-6,81
0,50%	99.876,86	0,50%	-13,66	99.754,03	0,50%	-13,63	99.502,49	0,50%	-13,56	99.007,45	0,50%	-13,53
0,75%	99.815,41	0,75%	-20,47	99.631,50	0,75%	-20,39	99.255,58	0,75%	-20,24	98.516,71	0,75%	-20,17
1,00%	99.754,03	1,00%	-27,26	99.509,27	1,00%	-27,12	99.009,90	1,00%	-26,85	98.029,60	1,00%	-26,72
1,25%	99.692,73	1,26%	-34,02	99.387,34	1,25%	-33,82	98.765,43	1,25%	-33,39	97.546,11	1,25%	-33,19
1,50%	99.631,50	1,51%	-40,78	99.265,71	1,51%	-40,48	98.522,17	1,50%	-39,87	97.066,17	1,50%	-39,59
1,75%	99.570,35	1,76%	-47,51	99.144,37	1,76%	-47,11	98.280,10	1,75%	-46,29	96.589,78	1,75%	-45,90
2,00%	99.509,27	2,02%	-54,23	99.023,33	2,01%	-53,70	98.039,22	2,00%	-52,64	96.116,88	2,00%	-52,13
2,25%	99.448,27	2,27%	-60,93	98.902,59	2,26%	-60,26	97.799,51	2,25%	-58,93	95.647,44	2,25%	-58,29
2,50%	99.387,34	2,52%	-67,61	98.782,14	2,52%	-66,79	97.560,98	2,50%	-65,15	95.181,44	2,50%	-64,37
2,75%	99.326,48	2,78%	-74,28	98.661,98	2,77%	-73,29	97.323,60	2,75%	-71,31	94.718,83	2,75%	-70,37
3,00%	99.265,71	3,03%	-80,92	98.542,12	3,02%	-79,75	97.087,38	3,00%	-77,41	94.259,59	3,00%	-76,30
3,25%	99.205,00	3,29%	-87,55	98.422,54	3,28%	-86,18	96.852,30	3,25%	-83,45	93.803,68	3,25%	-82,16
3,50%	99.144,37	3,55%	-94,17	98.303,26	3,53%	-92,58	96.618,36	3,50%	-89,43	93.351,07	3,50%	-87,94
3,75%	99.083,81	3,80%	-100,76	98.184,26	3,79%	-98,94	96.385,54	3,75%	-95,35	92.901,73	3,75%	-93,65
4,00%	99.023,33	4,06%	-107,34	98.065,56	4,04%	-105,28	96.153,85	4,00%	-101,21	92.455,62	4,00%	-99,29
4,25%	98.962,92	4,32%	-113,90	97.947,14	4,30%	-111,58	95.923,26	4,25%	-107,02	92.012,72	4,25%	-104,86
4,50%	98.902,59	4,58%	-120,45	97.829,00	4,55%	-117,85	95.693,78	4,50%	-112,77	91.573,00	4,50%	-110,37

Dada la diversidad de tipos de emisión que previsiblemente se aplicarán a lo largo del Programa de Pagarés, no es posible predeterminar el rendimiento resultante para cada inversor (TIR).

En cualquier caso se determinaría, para los Pagarés de hasta 365 días, por la fórmula que a continuación se detalla:

$$i = \left( \frac{N}{E} \right)^{\frac{365}{d}} - 1$$

En la que:

i= Tipo de interés efectivo anual expresado en tanto por uno;

N= Valor nominal del Pagaré;

E = Importe efectivo en el momento de la suscripción o adquisición; y

d = Número de días naturales comprendidos entre la fecha de emisión (inclusive) y la fecha de vencimiento (exclusive).

Para los plazos superiores a 365 días, la TIR es igual al tipo nominal del Pagaré descrito en este apartado.

## 16. ENTIDADES COLABORADORAS, AGENTE DE PAGOS Y ENTIDAD DEPOSITARIA

Las entidades partícipes que colaboran en este Programa (cada una de ellas, una “**Entidad Colaboradora**” y conjuntamente las “**Entidades Colaboradoras**”) a la fecha de este Documento Base Informativo son las siguientes:

1. Bankinter, S.A. (“**Bankinter**”), en su condición también de *Lead Arranger*

- CIF: A-28157360;
- Domicilio: Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España).

2. Bestinver, Sociedad de Valores, S.A. (“**Bestinver**”)

- CIF: A-83563767;
- Domicilio: Calle Velázquez 140, 2º, 28006 Madrid (España).

3. Banco de Sabadell, S.A. (“**Sabadell**”)

- CIF: A-08000143;
- Domicilio: Avda. Óscar Esplá, 37, 03007, Alicante.

El Emisor ha firmado con cada una de las Entidades Colaboradoras un contrato de colaboración para este Programa, que incluye la posibilidad de vender a terceros.

Asimismo, el Emisor podrá suscribir otros contratos de colaboración con nuevas entidades colaboradoras para la colocación de las emisiones de Pagarés, lo que será, en su caso, comunicado al MARF mediante el correspondiente anuncio de información relevante.

Bankinter actuará asimismo como entidad directora o *Lead Arranger* del Programa (en esta condición, “*Lead Arranger*”) y agente de pagos (en esta condición, el “**Agente de Pagos**”).

Sin perjuicio de que IBERCLEAR será la entidad encargada del registro contable de los Pagarés, no hay una entidad depositaria de los Pagarés designada por el Emisor. Cada suscriptor de los Pagarés designará, de entre las entidades participantes en IBERCLEAR, en qué entidad deposita los Pagarés.

## **17. PRECIO DE AMORTIZACIÓN Y DISPOSICIONES RELATIVAS AL VENCIMIENTO DE LOS VALORES. FECHA Y MODALIDADES DE AMORTIZACIÓN**

Los Pagarés emitidos al amparo de este Programa se amortizarán por su valor nominal en la fecha indicada en el documento acreditativo de adquisición, con aplicación, en su caso, de la retención a cuenta que corresponda.

Al estar prevista la incorporación a negociación en el MARF, la amortización de los Pagarés se producirá de acuerdo con las normas de funcionamiento del sistema de compensación y liquidación de dicho mercado, abonándose, en la fecha de vencimiento, el importe nominal del Pagaré al titular legítimo del mismo, siendo el Agente de Pagos la entidad encargada de ello, quien no asume obligación ni responsabilidad alguna en cuanto al reembolso por parte del Emisor de los Pagarés a su vencimiento.

En el caso de que el reembolso coincidiera con un día inhábil según el calendario TARGET 2 (*Trans-European Automated Real-Time Gross Settlement Express Transfer System*), se demorará el reembolso al primer día hábil posterior, sin que ninguno de los supuestos mencionados anteriormente pueda tener efecto sobre el importe que deba satisfacerse.

## **18. PLAZO VÁLIDO EN EL QUE SE PUEDE RECLAMAR EL REEMBOLSO DEL PRINCIPAL**

Conforme a lo dispuesto en el artículo 1.964 del Código Civil, la acción para exigir el reembolso del nominal de los Pagarés prescribirá a los cinco (5) años.

## **19. PLAZO MÍNIMO Y MÁXIMO DE EMISIÓN**

Durante la vigencia de este Documento Base Informativo se podrán emitir Pagarés, que podrán tener un plazo de amortización de entre tres (3) días hábiles y setecientos treinta (730) días naturales (es decir, veinticuatro (24) meses).

A estos efectos, tendrá la consideración de “día hábil” cualquier día de la semana en el que

puedan realizarse operaciones de acuerdo con el calendario TARGET 2 (*Transeuropean Automated Real-Time Gross Settlement Express Transfer System*).

## **20. AMORTIZACIÓN ANTICIPADA**

Los Pagarés no incorporarán opción de amortización anticipada ni para el Emisor (*call*) ni para el titular del Pagaré (*put*).

No obstante lo anterior, los Pagarés podrán amortizarse anticipadamente siempre que, por cualquier causa, obren en poder y posesión legítima del Emisor.

## **21. RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES**

Según la legislación vigente, no existen restricciones particulares ni de carácter general, a la libre transmisibilidad de los Valores que se prevé emitir.

## **22. FISCALIDAD DE LOS VALORES**

De conformidad con lo dispuesto en la legislación actualmente en vigor, los Pagarés se califican como **activos financieros con rendimiento implícito**.

En consecuencia, a los Pagarés emitidos al amparo de este Documento les será de aplicación el régimen fiscal general vigente en cada momento para las emisiones de activos financieros con rendimiento implícito en España.

Las rentas derivadas de los Pagarés se conceptúan como rendimientos del capital mobiliario y están sometidas a los impuestos personales sobre la renta: (i) el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (el "IRPF"), (ii) el Impuesto sobre Sociedades (el "IS"), y (iii) el Impuesto sobre la Renta de no Residentes (el "IRNR"), y al sistema de retenciones a cuenta de cada uno de estos impuestos, en los términos y condiciones establecidos en sus respectivas leyes reguladoras y demás normas que les sirven de desarrollo.

A continuación, se expone el régimen fiscal aplicable a la adquisición, titularidad y, en su caso, posterior transmisión de los Pagarés que se ofrecen. Todo ello sin perjuicio de las modificaciones de los impuestos implicados en los regímenes tributarios forales de Concierto y Convenio económico, respectivamente, en los territorios históricos del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra, o aquellos otros, excepcionales que pudieran ser aplicables por las características específicas de cada inversor.

Como regla general, para proceder a la enajenación u obtención del reembolso de activos financieros con rendimiento implícito que deban ser objeto de retención en el momento de su transmisión, amortización o reembolso, habrá de acreditarse la previa adquisición de los mismos con intervención de los fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como el precio al que se realizó la operación.

Las entidades financieras a través de las que se efectúe el pago de intereses o que intervengan en la transmisión, amortización o reembolso de los Valores, estarán obligadas a calcular el

rendimiento imputable al titular del valor e informar del mismo, tanto al titular de los Pagarés en cuestión como a la Administración Tributaria, a la que asimismo proporcionarán los datos correspondientes a las personas que intervengan en las operaciones antes enumeradas. Esto como se señalará más en detalle a continuación.

Asimismo, la tenencia de los Pagarés está sujeta en su caso, a la fecha de devengo de los respectivos impuestos, al Impuesto sobre el Patrimonio (el "IP") y al Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones (el "ISyD") en virtud de lo dispuesto en cada caso en la normativa vigente.

Este extracto no pretende ser una descripción comprensiva de todas las consideraciones de orden tributario que pudieran ser relevantes en cuanto a una decisión de adquisición de los Pagarés, ni tampoco pretende abarcar las consecuencias fiscales aplicables a todas las categorías de inversores, algunos de los cuales (como por ejemplo las entidades financieras, las entidades exentas del Impuesto sobre Sociedades, las Instituciones de Inversión Colectiva, los Fondos de Pensiones, las Cooperativas, las entidades en régimen de atribución de rentas, etc.) pueden estar sujetos a normas especiales.

En consecuencia, es recomendable que cualquier inversor interesado en la adquisición de los Pagarés consulte con sus abogados o asesores fiscales, quienes les podrán prestar un asesoramiento personalizado a la vista de sus circunstancias particulares.

Del mismo modo, cada uno de los inversores y potenciales inversores deberán estar atentos a los cambios que la legislación vigente en este momento o sus criterios de interpretación pudieran sufrir en el futuro.

Con carácter enunciativo, aunque no excluyente, la normativa aplicable será:

- (i) La Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación supervisión y solvencia de entidades de crédito (la "**Ley 10/2014**") (adviértase que en la normativa de Vizcaya, la regulación de materia tributaria equivalente a la contenida en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, la encontramos en la Disposición Adicional Primera de la Norma Foral 1/2012, de 29 de febrero; por la naturaleza del Emisor y a los efectos de este Programa, entiéndase que la referencia normativa a la Disposición Adicional Primera Ley 10/2014 comprende ambas dos).
- (ii) El Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos (el "**RD 1065/2007**") (adviértase que en la normativa de Vizcaya, el régimen de información respecto de determinadas operaciones con Deuda Pública del Estado, participaciones preferentes y otros instrumentos de deuda se regula en el artículo 55 del Decreto Foral de la Diputación Foral de Bizkaia 205/2008, de 22 de diciembre; de este modo, por la

naturaleza del Emisor y a los efectos de este Programa, entiéndase que la referencia normativa al artículo 44 del Real Decreto 1065/2007 comprende a ambos).

- (iii) La Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio (la "**Ley del IRPF**"), modificada por la Ley 26/2014, de 27 de noviembre, así como en los artículos 74 y siguientes del Real Decreto 439/2007, de 30 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y se modifica el Reglamento de Planes y Fondos de Pensiones, aprobado por Real Decreto 304/2004, de 20 de febrero (el "**Reglamento del IRPF**"), modificado por el Real Decreto 1003/2014, de 5 de diciembre.
- (iv) La Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, (la "**Ley del IS**") así como los artículos 60 y siguientes del Reglamento del Impuesto sobre Sociedades aprobado por el Real Decreto 634/2015, de 10 de julio (el "**Reglamento del IS**").
- (v) el Real Decreto Legislativo 5/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre la Renta de no Residentes (la "**Ley del IRNR**"), modificado por la Ley 26/2014, de 27 de noviembre, y en el Real Decreto 1776/2004, de 30 de julio por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de no residentes (el "**Reglamento del IRNR**").
- (vi) La Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio (la "**Ley del IP**").

## **22.1. Inversores personas físicas con residencia fiscal en España**

### **22.1.1. Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas**

Con carácter general, los rendimientos de capital mobiliario obtenidos por la inversión en pagarés por parte de personas físicas residentes en territorio español estarán sujetos a retención, en concepto de pago a cuenta del IRPF correspondiente al perceptor, al tipo actualmente vigente del 19%. La retención que se practique será deducible de la cuota del IRPF, dando lugar, en su caso, a las devoluciones previstas en la legislación vigente.

Por su parte, la diferencia entre el valor de suscripción o adquisición del activo y su valor de transmisión, amortización, canje o reembolso tendrá la consideración de rendimiento implícito del capital mobiliario y se integrará en la base imponible del ahorro del ejercicio en el que se produzca la venta, amortización o reembolso, tributando al tipo impositivo vigente en cada momento, actualmente del 19% hasta 6.000 euros, el 21% de 6.000,01 hasta 50.000 euros, el 23% para las rentas comprendidas entre 50.000 euros y 200.000 euros y del 26%, para rentas que excedan de 200.000 euros.

Para la determinación del rendimiento neto del capital mobiliario, serán deducibles:

- (i) Los gastos de administración y depósito de valores negociables, de acuerdo con el artículo 26 de la Ley del IRPF. A este respecto, se consideran como gastos de administración y depósito o custodia aquellos importes que repercutan las empresas de servicios de inversión, entidades de crédito u otras entidades financieras que, de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores, tengan por finalidad retribuir la prestación derivada de la realización por cuenta de sus titulares del servicio de depósito de valores representados en forma de títulos o de la administración de valores representados en anotaciones en cuenta.
- (ii) En el caso de transmisión, reembolso o amortización de los valores, los gastos accesorios de adquisición y enajenación, de acuerdo con el artículo 25.2.b) de la Ley del IRPF.

Asimismo, conforme al artículo 25.2.b) párrafo 4º de la Ley del IRPF, no resultan compensables los rendimientos de capital mobiliario negativos puestos de manifiesto cuando en el periodo comprendido dentro de los dos meses anteriores o posteriores a la enajenación de los títulos que ocasionaron los mismos, se hubieran adquirido valores homogéneos.

Para proceder a la transmisión o reembolso de los Pagarés se deberá acreditar la adquisición previa de los mismos con intervención de fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como por el precio por el que se realizó la operación. La entidad emisora no podrá proceder al reembolso cuando el tenedor no acredite su condición mediante el oportuno certificado de adquisición.

La retención que se practique será deducible de la cuota del IRPF, dando lugar, en su caso, a las devoluciones previstas en la legislación vigente:

- (i) En el caso de rendimientos obtenidos por la transmisión de los Pagarés, la entidad financiera que actúe por cuenta del transmitente será la obligada a practicar la retención correspondiente.
- (ii) En el caso de rendimientos obtenidos por el reembolso y amortización, la entidad obligada a retener será la entidad emisora, salvo que se haya encomendado a una entidad financiera la materialización de esas operaciones, en cuyo caso será esta última la obligada a retener.

Asimismo, en la medida en que a los valores les resulte de aplicación el régimen contenido en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 será de aplicación, en los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, el régimen de información dispuesto en el artículo 44 del RD 1065/2007.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

### **22.1.2. Impuesto sobre el Patrimonio**

Cada uno de los titulares de los Pagarés que sea persona física residente en territorio español está sometido al Impuesto sobre el Patrimonio por la totalidad del patrimonio neto del que sea titular a 31 de diciembre de cada año natural, con independencia del lugar donde estén situados los bienes o puedan ejercitarse los derechos.

La base imponible de este impuesto se encuentra constituida por el valor del patrimonio neto del sujeto pasivo, entendiendo como tal la diferencia entre el valor de los bienes y derechos de los que sea titular el sujeto pasivo y las cargas y gravámenes que recaigan sobre dichos bienes o derechos. En particular, en el caso de los Pagarés, al tratarse de valores representativos de la cesión a terceros de capitales propios, negociados en mercados organizados, se computarán, de acuerdo con el artículo 13 de la Ley del IP, según su valor de negociación media del cuarto trimestre de cada año.

La tributación se exigirá conforme a lo dispuesto en la Ley del IP que, a estos efectos, fija un mínimo exento de 700.000 euros por cada contribuyente, de acuerdo con una escala de gravamen cuyos tipos marginales oscilan entre el 0,2 por 100 y el 3,5 por 100, todo ello sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

### **22.1.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones**

Las transmisiones de Pagarés a título lucrativo (por causa de muerte -herencia o legado- o donación) en favor de personas físicas residentes en España están sujetas al ISyD en los términos previstos en la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, siendo sujeto pasivo el adquirente de los valores, y sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

De acuerdo con la normativa estatal, el tipo impositivo aplicable sobre la base liquidable oscila entre el 7,65% y el 34%; una vez obtenida la cuota íntegra, sobre la misma se aplican determinados coeficientes multiplicadores en función del patrimonio preexistente del contribuyente y de su grado de parentesco con el causante o donante, pudiendo resultar finalmente un tipo efectivo de gravamen que oscilará entre un 0% y un 81,6% de la base imponible.

## **22.2. Inversores personas jurídicas con residencia fiscal en España**

### **22.2.1. Impuesto sobre Sociedades**

Los rendimientos obtenidos por sujetos pasivos del IS procedentes de estos activos financieros están exceptuados de la obligación de retener siempre que los Pagarés (i) estén representados mediante anotaciones en cuenta, y (ii) se negocien en un mercado secundario oficial de valores español, o en el MARF. En caso contrario, la retención con el carácter de pago a cuenta del IS se practicará al tipo actualmente en vigor del 19%. La retención a cuenta que en su caso se practique, será deducible de la cuota del IS.

El procedimiento para hacer efectiva la excepción a la obligación de retener descrita en el párrafo anterior será el contenido en la Orden de 22 de diciembre de 1999, sin perjuicio del régimen de información contenido en el artículo 44 del RD 1065/2007, de 27 de julio.

Para proceder a la transmisión o reembolso de los activos se deberá acreditar la adquisición previa de los mismos con intervención de fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como por el precio por el que se realizó la operación. La entidad emisora no podrá proceder al reembolso cuando el tenedor no acredite su condición mediante el oportuno certificado de adquisición.

En caso de rendimientos obtenidos por la transmisión, la entidad financiera que actúe por cuenta del transmitente será la obligada a retener; en el caso de rendimientos obtenidos por el reembolso, la entidad obligada a retener será la entidad emisora o la entidad financiera encargada de la operación.

No obstante lo anterior, en la medida en que a los valores les resulte de aplicación el régimen contenido en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, será aplicable para hacer efectiva la exención de retención, en los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, el procedimiento previsto en el artículo 44 del Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, en la redacción dada por el Real Decreto 1145/2011, de 29 de julio.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

#### ***22.2.2. Impuesto sobre el Patrimonio***

Las personas jurídicas no están sujetas al IP.

#### ***22.2.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones***

Las personas jurídicas no son contribuyentes del ISyD.

### **22.3. Inversores no residentes en territorio español**

#### ***22.3.1. Impuesto sobre la Renta de no residentes: Inversores no residentes en España con establecimiento permanente***

Los rendimientos obtenidos por los titulares de los Pagarés que tengan la condición de contribuyentes por el IRNR tendrán la consideración de rentas obtenidas en España, con o sin establecimiento permanente, en los términos del artículo 13 de la Ley del IRNR.

Los rendimientos procedentes de estos activos financieros obtenidos por un establecimiento permanente en España tributarán conforme a las reglas de la Ley del IRNR, sin perjuicio de lo dispuesto en los Convenios para evitar la doble imposición suscritos por España

Los citados rendimientos estarán excluidos de retención a cuenta del Impuesto sobre la Renta de no Residentes de la misma forma descrita para los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades (personas jurídicas residentes en España). Será igualmente aplicable a los no residentes que operen en España mediante un establecimiento permanente el procedimiento para hacer efectiva la exclusión de retención o ingreso a cuenta sobre los intereses previsto para los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades.

### ***22.3.2. Impuesto sobre la Renta de no residentes: Inversores no residentes en España sin establecimiento permanente***

Los rendimientos de los Pagarés obtenidos por personas o entidades no residentes en España que actúen, a estos efectos, sin establecimiento permanente, tributarán con arreglo a las normas de la Ley del IRNR.

No obstante, en la medida en que se cumplan los requisitos previstos en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 y, cuando sea aplicable, el inversor no residente sin establecimiento permanente acredite su condición, los rendimientos derivados de los valores se encontrarán exentos en el IRNR en los mismos términos que los rendimientos derivados de la deuda pública, con independencia de la residencia fiscal del inversor. En caso contrario, los rendimientos derivados de la diferencia entre el valor de amortización, transmisión, reembolso o canje de los valores emitidos bajo este Programa y su valor de suscripción o adquisición, obtenidos por inversores sin residencia fiscal en España, quedarán sujetos, con carácter general, a retención al tipo impositivo del 19%, sin perjuicio de los que resulte de los convenios para evitar la doble imposición firmados por España o de la aplicación de exenciones domésticas.

En los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, para que sea aplicable la exención mencionada en el párrafo anterior, será necesario cumplir con el procedimiento previsto en el artículo 44 del Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, en la redacción dada por el Real Decreto 1145/2011, de 29 de julio.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

### ***22.3.3. Impuesto sobre el Patrimonio***

Sin perjuicio de lo que resulte de los convenios para evitar la doble imposición, están sujetas al IP, con carácter general, las personas físicas que no tengan su residencia habitual en España de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley del IRPF, que sean titulares a 31 de diciembre de cada año natural, de bienes situados o derechos ejercitables en el mismo si bien los sujetos pasivos podrán practicar la minoración correspondiente al mínimo exento por importe de 700.000 euros, aplicándoseles la escala de gravamen general del impuesto, cuyos tipos marginales oscilan para el año 2020 entre el 0,2% y el 3,5%.

No obstante lo anterior, estarán exentos del IP los valores cuyos rendimiento estén exentos en virtud de lo dispuesto en la Ley del IRNR.

Asimismo, tras la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 3 de septiembre de 2014 (asunto C-127/12), con efectos 1 de enero de 2015, los contribuyentes no residentes que sean residentes en un Estado miembro de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo tendrán derecho a la aplicación de la normativa propia aprobada por la Comunidad Autónoma donde radique el mayor valor de los bienes y derechos de que sean titulares y por los que se exija el impuesto, porque están situados, puedan ejercitarse o hayan de cumplirse en territorio español.

#### **22.3.4. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones**

De conformidad con la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones, las personas físicas no residentes en España que adquieran los Pagará o derechos sobre los mismos por herencia, legado o donación y que sean residentes en un país con el que España tenga suscrito un convenio para evitar la doble imposición en relación con dicho impuesto, estarán sometidos a tributación de acuerdo con lo establecido en el respectivo convenio. Para la aplicación de lo dispuesto en el mismo, será necesario contar con la acreditación de la residencia fiscal mediante el correspondiente certificado válidamente emitido por las autoridades fiscales del país de residencia del inversor en el que se especifique expresamente la residencia a los efectos previstos en el convenio.

En caso de que no resulte de aplicación un convenio para evitar la doble imposición, las personas físicas no residentes en España estarán sometidas al ISyD de acuerdo con las normas estatales. El tipo efectivo oscilará entre el 0 y el 81,6 por ciento.

Con carácter general los no residentes están sujetos al ISyD conforme a la normativa estatal del impuesto. Sin perjuicio de lo anterior, la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 3 de septiembre de 2014 (asunto C-127/12) determinó que el Reino de España había incumplido el ordenamiento jurídico comunitario al permitir que se establecieran diferencias de trato fiscal en las donaciones y sucesiones en las que intervenían no residentes en España al impedirles aplicar la normativa de las Comunidades Autónomas. Con el fin de eliminar los supuestos de discriminación, se modificó la Ley del ISyD para introducir una serie de reglas que permitieran la plena equiparación del tratamiento en el impuesto en las situaciones discriminatorias indicadas por el Tribunal. En consecuencia, será posible la aplicación de los beneficios fiscales aprobados por determinadas Comunidades Autónomas a los residentes de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo.

El Tribunal Supremo, en sus sentencias de 19 de febrero, 21 de marzo y 22 de marzo de 2018, ha declarado la posibilidad de aplicar la normativa de las Comunidades Autónomas, cuando el fallecido, heredero o donatario no sea residente en la Unión Europea o Espacio Económico Europeo, al estarse violando si no el principio de libertad de movimiento de capitales. La Dirección General de Tributos ha avalado este criterio en sus consultas vinculantes V3151-18 y V3193-18. El Tribunal Económico Administrativo Central lo avaló asimismo en su Resolución 2652/2016, de 16 de septiembre de 2019.

Se aconseja a los inversores que consulten con sus abogados o asesores fiscales.

#### **22.4. Obligaciones de información**

Para que sea de aplicación la exención contenida en la Ley 10/2014, deberán cumplirse las obligaciones de información contempladas en el artículo 44 del RD 1065/2007 que se resumen a continuación.

En el supuesto de Valores registrados originariamente en una entidad de compensación y liquidación de Valores domiciliada en España, las entidades que mantengan los valores registrados en sus cuentas de terceros, así como las entidades que gestionan los sistemas de compensación y liquidación de valores con sede en el extranjero que tengan un convenio con la citada entidad de compensación y liquidación de valores domiciliada en España, deberán suministrar al Emisor de los Pagarés, en cada pago de rendimientos, una declaración que, de conformidad con lo que conste en sus registros, incluya la siguiente información respecto de los Valores, conforme al Anexo a dicho Real Decreto 1065/2007:

- Identificación de los Valores.
- Fecha de reembolso.
- Importe total a reembolsar.
- Importe de los rendimientos correspondientes a contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.
- Importes a reembolsar que deban abonarse por su importe íntegro (que serán aquellos rendimientos abonados a todos aquellos inversores que no sean contribuyentes del IRPF).

Esta declaración deberá presentarse el día hábil anterior a la fecha de amortización de los Pagarés, reflejando la situación al cierre del mercado de ese mismo día. La falta de presentación de la mencionada declaración por alguna de las entidades obligadas en la fecha prevista anteriormente determinará, para el Emisor o el Agente de Pagos autorizado, la obligación de abonar los rendimientos que correspondan a dicha entidad por el importe líquido que resulte de la aplicación del tipo general de retención (actualmente el 19 por 100) a la totalidad de éstos.

No obstante, si antes del día 10 del mes siguiente al mes en que venzan los rendimientos derivados de los valores, la entidad obligada presentara la correspondiente declaración, el Emisor o el Agente de Pagos procederán, tan pronto como cualquiera de ellos reciban esta declaración, a abonar las cantidades retenidas en exceso.

Todo lo anterior sin perjuicio de las obligaciones de información establecidas con carácter general en la normativa tributaria.

## **22.5. Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de los Pagarés**

La adquisición y, en su caso, posterior transmisión de los Pagarés, estarán sujetas y exentas del Impuesto sobre el Valor Añadido y del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales Onerosas y Actos Jurídicos, de conformidad con la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del IVA (la "**Ley del IVA**") y el Real Decreto Legislativo 1/1993, de 24 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, en los términos expuestos en el artículo 314 de la Ley del Mercado de Valores y concordantes de las leyes reguladoras de los impuestos citados.

## **23. PUBLICACIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO**

Este Documento Base Informativo se publicará en la web del MARF ([www.bmerf.es](http://www.bmerf.es)), dentro de la siguiente página;

<http://www.bmerf.es/esp/QueEs/MARF/MARFIncorporacionPagares.aspx>

## **24. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO, SUSCRIPCIÓN DE LA EMISIÓN**

### **24.1. Colocación por las Entidades Colaboradoras**

Cada una de las Entidades Colaboradoras podrá actuar como intermediaria de la colocación de los Pagarés. No obstante, cada Entidad Colaboradora podrá suscribir Pagarés en nombre propio.

A estos efectos, cada Entidad Colaboradora podrá solicitar al Emisor cualquier día hábil, entre las 10:00 y 14:00 horas (CET), cotizaciones de volumen y tipos de interés para potenciales emisiones de Pagarés a fin de poder llevar a cabo los correspondientes procesos de prospección de la demanda entre inversores cualificados y/o clientes profesionales.

El importe, el tipo de interés, la fecha de emisión y desembolso, la fecha de vencimiento, así como el resto de los términos de cada emisión colocada por cada Entidad Colaboradora se determinará mediante acuerdo entre el Emisor y la Entidad Colaboradora en cuestión. Los términos de dicho acuerdo serán confirmados mediante el envío al Emisor por parte de la Entidad Colaboradora de que se trate de un documento que recoja las condiciones de la emisión y el Emisor, en caso de conformidad con dichos términos, lo devolverá a la Entidad Colaboradora de que se trate en señal de confirmación.

En caso de suscripción originaria por una Entidad Colaboradora para su posterior transmisión a los inversores cualificados y/o clientes profesionales, se deja constancia de que el precio al que la Entidad Colaboradora de que trate transmita los Pagarés será el que libremente se acuerde entre los interesados, que podría no coincidir con el precio de emisión (es decir, con el importe efectivo).

## **24.2. Emisión y suscripción de los Pagarés directamente por inversores finales**

Asimismo, este Programa prevé la posibilidad de que inversores finales que tengan la consideración de inversores cualificados (tal y como estos se definen en el artículo 39 del Real Decreto 1310/2005 o la norma que lo sustituya y en la normativa equivalente en otras jurisdicciones) o clientes profesionales (de acuerdo con lo previsto en el artículo 205 de la Ley del Mercado de Valores) puedan suscribir los Pagarés directamente del Emisor, siempre dando cumplimiento a cualesquiera requisitos que pudieran derivarse de la legislación vigente.

En tales casos, el importe, el tipo de interés, la fecha de emisión y desembolso, la fecha de vencimiento, así como el resto de los términos de cada emisión así acordada serán los pactados por el Emisor y los inversores finales de que se trate con ocasión de cada emisión concreta.

## **25. COSTES DE TODOS LOS SERVICIOS DE ASESORAMIENTO LEGAL, FINANCIERO, AUDITORIA Y OTROS SERVICIOS AL EMISOR CON OCASIÓN DE LA EMISIÓN/INCORPORACIÓN, ASÍ COMO LOS COSTES DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO ASEGURAMIENTO, ORIGINADOS POR LA EMISIÓN Y COLOCACIÓN E INCORPORACIÓN**

Los gastos de todos los servicios de asesoramiento legal, financiero, auditoria y otros servicios al Emisor con ocasión de la emisión/incorporación de los Pagarés ascienden a un total de ochenta mil euros (80.000-€) aproximadamente, sin incluir impuestos (asumiendo la emisión de ciento cincuenta millones de euros (150.000.000.-€) bajo el Programa), incluyendo las tasas de MARF e IBERCLEAR.

## **26. SOLICITUD DE INCORPORACIÓN DE LOS PAGARÉS AL MARF**

### **26.1. Plazo de incorporación**

Se solicitará la incorporación de los Pagarés descritos en este Documento Base Informativo en el sistema multilateral de negociación denominado Mercado Alternativo de Renta Fija (MARF).

El Emisor se compromete a realizar todos los trámites necesarios para que los Pagarés coticen en dicho Mercado en un plazo máximo de siete (7) días hábiles a contar desde cada fecha de emisión de los Pagarés bajo la emisión correspondiente.

A estos efectos, se recuerda que, como ya se ha indicado en los apartados anteriores, **la fecha de emisión coincide con la fecha de desembolso.**

La fecha de incorporación de los Pagarés al MARF deberá ser, en todo caso, una fecha comprendida dentro del periodo de vigencia de este Documento Base Informativo y anterior a la fecha de vencimiento de los respectivos Pagarés. En caso de incumplimiento de dicho plazo, se comunicarán los motivos del retraso a MARF y se harán públicos los motivos del retraso a través de la correspondiente comunicación de información relevante en la página web del MARF, sin perjuicio de la eventual responsabilidad contractual en que pueda incurrir el Emisor.

MARF adopta la estructura jurídica de un sistema multilateral de negociación (SMN), en los

términos previstos en los artículos 26, artículos 44 y siguientes del Real Decreto-ley 21/2017, de 29 de diciembre, de medidas urgentes para la adaptación del derecho español a la normativa de la Unión Europea en materia del mercado de valores, constituyéndose en un mercado alternativo, no oficial, para la negociación de los valores de renta fija.

Este Documento Base Informativo es el requerido en la Circular 2/2018.

Ni el MARF ni la CNMV, ni ninguna de las Entidades Colaboradoras, el Agente de Pagos, el Asesor Registrado o el Asesor Legal, han aprobado o efectuado ningún tipo de verificación o comprobación en relación con el contenido de este Documento Base Informativo, de las cuentas anuales auditadas y de los informes de evaluación crediticia presentados por el Emisor, sin que la intervención del MARF suponga una manifestación o reconocimiento sobre el carácter completo, comprensible y coherente de la información contenida en la documentación aportada por el Emisor.

Se recomienda a cada potencial inversor leer íntegra y cuidadosamente este Documento Base Informativo y obtener asesoramiento financiero, legal y fiscal de expertos en la contratación de estos activos financieros con anterioridad a cualquier decisión de inversión relativa a los Pagarés como valores negociables.

El Emisor hace constar expresamente que conoce los requisitos y condiciones que se exigen para la incorporación, permanencia y exclusión de los Valores en MARF, según la legislación vigente y los requerimientos de su organismo rector, aceptando cumplirlos.

El Emisor hace constar expresamente que conoce los requisitos para el registro y liquidación en IBERCLEAR. La liquidación de las operaciones se realizará a través de IBERCLEAR.

## **26.2. Publicación de la incorporación de las emisiones de los Pagarés**

Se informará de la incorporación de las emisiones de los Pagarés a través de la página web del MARF (<http://www.bmerf.es>).

## **27. CONTRATO DE LIQUIDEZ**

El Emisor no ha suscrito con ninguna entidad compromiso de liquidez alguno sobre los Pagarés que se emitan al amparo de este Programa.

En Madrid, el 14 de septiembre de 2022.

Como responsable del Documento Base Informativo:

**D. David Ruiz de Andrés**

p.p.

Consejero Delegado

**GREENERGY RENOVABLES, S.A.**

**EMISOR**

**Grenergy Renovables, S.A.**  
Calle Rafael Botí 2, 28023 Madrid (España)

***LEAD ARRANGER***

**Bankinter, S.A.**  
Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

**ENTIDADES COLABORADORAS**

**Bankinter, S.A.**  
Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

**Bestinver, Sociedad de Valores, S.A.**  
Calle Velázquez 140, 2º, 28006 Madrid (España)

**Banco de Sabadell, S.A.**  
Avda. Óscar Esplá, 37, 03007 Alicante (España)

**AGENTE DE PAGOS**

**Bankinter, S.A.**  
Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

**ASESOR LEGAL**

**Evergreen Legal, S.L.P.**  
Paseo del General Martínez Campos 15, 28010 Madrid (España)

**ASESOR REGISTRADO**

**Norgestion, S.A.**  
Avenida de la Libertad 17, 20004 San Sebastián, Guipúzcoa (España)

**ANEXO 1**  
**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2021**

<https://grenergy.eu/wp-content/uploads/2022/02/2021-Grenergy-Cuentas-anuales-consolidadas-con-Informe-de-auditoria.pdf>

**ANEXO 2**  
**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

<https://grenergy.eu/wp-content/uploads/2021/12/Cuentas-anuales-individuales-2020-sin-firmas-informe-de-auditoria.pdf>